



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ENFOQUE PRÁCTICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE  
PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y  
PRODUCCIÓN”

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A  
CHRISTIAN ALAN RAMÍREZ LÓPEZ

DIRECTOR DE TESIS  
INGENIERO ULISES NERI FLORES



CIUDAD UNIVERSITARIA

SEPTIEMBRE 2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **Agradecimientos y dedicatorias.**

A mis padres quienes me han demostrado con su esfuerzo y coraje que se puede lograr todo lo que uno se proponga. Gracias.

A mis hermanos quienes me han apoyado en todas las condiciones, siendo cómplices y a la vez detractores en todas mi aventuras.

A mi novia Anna, porque me ha impulsado a lograr cosas que creía inalcanzables.

A mi tía Guillermina Ramírez, por apoyarme con un pie en tierra para arrancar en esta gran aventura llamada Universidad.

A mi familia, quienes me han demostrado mucho cariño y admiración por haber concluido mis estudios en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

A mis amigos de generación, Juan Carlos Medina Rodríguez, Sergio Resendiz Pacheco y Ariel de la Cruz Cervantes. Todos me apoyaron de alguna forma para lograr este objetivo y nunca olvidare los grandes momentos que compartimos juntos.

A mis amigos los ingenieros José Luis Cabrera Benítez y Pedro Rubén Sánchez Loera por orientarme sobre la ingeniería petrolera.

A mi asesor de tesis el Ing. Ulises Neri Flores por apoyarme incondicionalmente en el desarrollo de este trabajo. Ha sido un orgullo trabajar a su lado.

A mis compañeros de la Facultad de Ingeniería con quienes compartí risas, alegrías, y preocupaciones durante nuestro tiempo en la Universidad. Les deseo una vida llena de éxitos.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, que por medio de su Facultad de Ingeniería me brindó la oportunidad de convertirme en un profesionalista y enseñarme muchas lecciones tanto dentro como fuera de sus aulas.

A los ingenieros Octavio Steffani Vargas, María Isabel Villegas Javier y Marco Flores Flores quienes me apoyaron durante mi carrera y el desarrollo de esta tesis.

A la Dra. Irma del Carmen Glinz Férrez por confiar en mi, apoyarme y además introducirme al emocionante mundo de la economía del petróleo.

Finalmente quiero hacer una mención especial para la compañía Schlumberger por haberme facilitado la realización de este trabajo. En específico para el equipo de Schlumberger Information Solutions–MERAK con sede en la Ciudad de México. Al ing. Daniel González Perea, Ing. Alejandro Mar e Ing. Rodrigo Orantes López







## Índice de Figuras

Capítulo I.- La Relación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos con los Proyectos.

Ilustración 1.- Clasificación de Reservas y Recursos Prospectivos	-	6
Ilustración 2.- Clasificación de Reservas	- - - -	11
Gráfico 1.- Reservas de Hidrocarburos en México al 1 de enero de 2011		18
Gráfico 2.- Reservas remanentes de aceite por región	- - -	20
Gráfico 3.- Reservas remanentes de hidrocarburos por región	- -	20
Gráfico 4.- Reserva remanente de gas natural por región	- -	21
Gráfico 5.- Reserva remanente probada de aceite por región	- -	23
Gráfico 6.- Reserva remanente probada de hidrocarburos por región	-	23
Gráfico 7.- Reserva remanente probada de gas natural por región	-	24
Gráfico 8.- Reservas probadas de aceite pesado por región	- -	26
Gráfico 9.- Reservas probadas de aceite ligero por región	- -	26
Gráfico 10.- Reservas probadas de aceite superligero por región	-	27
Gráfico 11.- Clasificación de los países productores de hidrocarburos de acuerdo a sus reservas de crudo	- - - - -	28
Gráfico 12.- Clasificación de los países productores de hidrocarburos de acuerdo a sus reservas de gas seco	- - - - -	28
Gráfico 13.- Porcentaje de factores de recuperación de acuerdo a su mecanismo de recuperación	- - - - -	31
Gráfico 14.- Factores de recuperación en diversos países	- -	32

Capítulo II.- Evaluación de Proyectos Petroleros.

Ilustración 3.- Cadena de Valor de los Proyectos en Pemex-Exploración y Producción	- - - - -	35
Ecuación 1.- Valor presente neto	- - - - -	42
Ecuación 2.- Tasa interna de retorno	- - - - -	43
Ecuación 3.- Expresión de cálculo de la inversión inicial para la primera interpretación de la TIR	- - - - -	44
Ilustración 4.- Primera interpretación de la TIR	- - - - -	45
Ecuación 4.- Índice de Utilidad de la Inversión	- - - - -	47
Gráfico 15.- Procedimiento para la evaluación económica de proyectos de inversión	- - - - -	49
Gráfico 16.- Clasificación de las unidades de inversión y/o proyectos	-	51
Gráfico 17.- Metodología de la administración de portafolio y su optimización	- - - - -	55

Capítulo III.- Optimización de Portafolios de Inversión.

Ilustración 5.- Frontera de eficiencia	- - - - -	58
Ilustración 6.- Problema de restricciones múltiples	- - -	65

Ilustración 7.- Problema de restricciones múltiples inviable	-	-	66
Ilustración 8.- Gráfica de solución del ejemplo de programación lineal-			68
Ilustración 9.- Diagrama de flujo de funcionamiento de los algoritmos genéticos			72
-	-	-	-
Ilustración 10.- Diagrama de proceso del funcionamiento de los algoritmos genéticos	-	-	73
Ilustración 11.- Operador de cruza-	-	-	74
Ilustración 12.- Operador de mutación	-	-	74
Ilustración 13.- Carteras generadas por medio de la simulación de Monte Carlo			75
-	-	-	-
Ilustración 14.- Ordenamiento de la población inicial	-	-	76
Ilustración 15.- Criterio de detención del algoritmo genético	-	-	76
Ilustración 16.- Proceso de Análisis en Capital Planning-	-	-	80

Capítulo IV.- El Caso Práctico

Ilustración 17.- Mapa de División Regional de México de acuerdo con Pemex- Exploración y Producción	-	-	86
Ilustración 18.- Proyectos Exploratorios de Evaluación del Potencial	-		87
Ilustración 19.- Proyectos Exploratorios de Incorporación de Reservas-			87
Ilustración 20.- Perfil de Reservas por proyecto	-	-	88
Ilustración 21.- Gráfica de Inversión en Exploración Base Tesis	-		91
Ilustración 22.- Gráfica de Inversión en Futuro Desarrollo Base Tesis	-		91
Ilustración 23.- Proceso general de la optimización de portafolios de proyectos de inversión	-	-	93
Ilustración 24.- VPN vs VPN/VPI portafolios optimizados	-	-	95
Ilustración 25.- Flujo de efectivo acumulado antes de impuestos para portafolios optimizados	-	-	96
Ilustración 26.- Gráfica Perfil de Reservas vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base	-	-	97
Ilustración 27.- Gráfica Inversión exploratoria total vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base	-	-	98
Ilustración 28.- Gráfica Producción de aceite vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base	-	-	98
Ilustración 29.- Gráfica Producción de gas vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base	-	-	99
Ilustración 30.- Frontera de eficiencia para portafolios estocásticos	-		103
Ilustración 31.- Frontera de eficiencia para los portafolios estocásticos de mayor VPN	-	-	103
Ilustración 32.- Frontera de eficiencia portafolios estocásticos candidatos con desviación estándar	-	-	104
Ilustración 33.- Media del VPN vs media del VPN/VPI portafolios estocásticos candidatos	-	-	104
Ilustración 34.- Media del VPN vs media de la TIR portafolios estocásticos candidatos	-	-	105





# **Enfoque Práctico para la Optimización de Portafolio de Proyectos de Exploración y Producción**

## **Introducción**

Los proyectos petroleros en la actualidad se encuentran sujetos a una enorme cantidad de restricciones tanto de origen presupuestal como por parte de los propios objetivos y la capacidad operativa de las empresas que los manejan. La necesidad de generar una familia de carteras de proyectos que pueda cumplir con los objetivos y restricciones de las empresas petroleras ya sea en cuanto a producción, ganancia, eficiencia de las inversiones, presupuesto, una tolerancia al riesgo ó una combinación de varios de estos indicadores. Resulta crucial para apoyar a quienes toman las decisiones con la mayor cantidad de información posible para sustentar, por medio de métodos analíticos y de probabilidad, la selección de la decisión que parezca más adecuada para el negocio.

Lo anterior es un proceso dinámico que constantemente se está actualizando con la incorporación de las nuevas propuestas de desarrollo de la empresa. Las repercusiones que se pueden generar en una variable X de un determinado proyecto A cuando la misma variable cambia en un proyecto B que se encuentran ligados a la misma familia de proyectos dentro de la cartera debe ser analizado con detenimiento. De esta manera podemos observar que el análisis proyecto a proyecto de manera determinista no sería suficiente para demostrar con mayor precisión el comportamiento económico de cada uno de ellos, ya que éstos se encuentran ligados y son dependientes. Lo que conlleva a generar información que podría no representar un soporte adecuado para la toma de decisiones que cumplan con los objetivos y metas de la empresa.

La exploración de petróleo y el desarrollo de campos deben enfrentarse con muchos factores técnicos y económicos desconocidos que involucran un riesgo y una incertidumbre en estos parámetros los cuales pueden ser: ganancias, reservas, gastos de operación, gasto de producción, precios del aceite y del gas, porcentaje de éxitos geológicos, costo de equipo especializado, etc.

Es necesario considerar que cada proyecto tendrá un valor y un riesgo asociado. Una cartera está conformada por una familia de proyectos con su respectivo valor y riesgo, pero eso no significa que la cartera adecuada sea aquella que contenga aquellos proyectos que individualmente parecen ser los más importantes, ya que éstos podrían no ser compatibles y generar pérdidas o inclusive el fracaso de los mismos. Alinear las inversiones en la industria de los hidrocarburos, con cambios constantes en los objetivos del negocio y en las prioridades del mismo, es uno de los mayores retos que el personal de las empresas de exploración y producción deben enfrentar día con día.

De igual forma, se busca ahondar en el tema de las reservas y los recursos petroleros, pues son de vital importancia para fundamentar el desarrollo de un proyecto ya sea

éste de exploración o de explotación, si no se cuenta con un valor estimado de reserva o de recurso, no existiría razón para iniciar el proyecto. El objetivo de toda empresa petrolera es maximizar el valor económico de los hidrocarburos y el factor de recuperación de los yacimientos. Dicho lo anterior, resulta obvio que la inversión y búsqueda de nuevos recursos petroleros en nuestro país, y en el mundo, es crucial para mantener vigente el negocio de los hidrocarburos y poder satisfacer la creciente demanda a nivel mundial.

Las personas encargadas de la toma de decisiones para las inversiones en la industria del aceite y del gas se enfrentan con un proceso extremadamente complejo cuando se intenta decidir cual es el conjunto óptimo de proyectos en los cuáles se debe invertir. Prácticamente todas las empresas se encuentran limitadas con algunas restricciones tales como: presupuesto de capital, compromisos en el volumen de producción y/o proyectos dependientes o mutuamente excluyentes. Consecuentemente, si aún se desean incluir los objetivos de planeación, finanzas e ingeniería; puede convertirse en un proceso casi imposible el encontrar un conjunto óptimo de proyectos en los cuales se deba invertir con los métodos de selección tradicionales.

Indicadores económicos tal como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la eficiencia de la inversión, entre otros. Se han utilizado desde hace varios años para jerarquizar los proyectos y de esta forma seleccionar los que cumplieran con estos parámetros hasta llegar a una restricción de la empresa, que generalmente se trataba del presupuesto para invertir. Sin embargo, dicha jerarquización de los proyectos no necesariamente cumple con obtener los mejores resultados. De hecho, por lo general ocurre lo contrario. Entonces es cuando surge la pregunta ¿Cómo saber si se ha seleccionado al portafolio de proyectos que genere el mayor valor y menor riesgo?

La respuesta a la pregunta anterior es que por medio de un conjunto de técnicas matemáticas de optimización tales como la programación lineal, y buscadores guiados como los algoritmos genéticos se pueden resolver los problemas anteriormente planteados; y que por medio de software especializado será más fácil y rápido obtener los resultados. Logrando con éstas técnicas y herramientas un análisis más completo que permita comparar los proyectos para observar el comportamiento de las diversas combinaciones de los portafolios de inversión. De esta forma, contando con un panorama más amplio, decidir cuál es la combinación de proyectos en los cuales se debe invertir para asegurar que se cumplan los objetivos y metas de la empresa.

El objetivo de esta tesis es demostrar el valor que genera una optimización de portafolio de proyectos en exploración y producción explicando las bases teóricas que posteriormente servirán para generar un ejemplo práctico que se podrá comparar con el escenario original de acuerdo con las diversas condiciones a las que se someta el portafolio cómo son por ejemplo: metas (objetivos que se desea alcanzar o mantener), restricciones (no superar una cierta cantidad en una variable, cómo puede ser no superar un valor en inversiones por año) y reglas del negocio (participación y dependencia entre proyectos).

## Capítulo I

### La Relación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos con los Proyectos

Para el análisis de un proyecto petrolero se debe considerar el volumen original de hidrocarburos y a partir de este un reconocimiento del valor de la reserva, pero antes de definir qué es una reserva debemos hablar de los recursos petroleros, pues, a partir de éstos últimos se obtienen las reservas.

La parte primordial de la definición de recursos petroleros se encuentra fuertemente relacionada con la clasificación de las cantidades que se espera serán recuperadas desde una acumulación que ha sido descubierta pero que actualmente se considera como sub-comercial, y, por otra parte, de las acumulaciones que aún serán descubiertas. Estos últimos son definidos como recursos contingentes y recursos prospectivos, respectivamente. (Petroleum Resources Management System, SPE, 2007)

Por lo tanto, un recurso contingente es aquel recurso petrolero del que ya se tiene conocimiento, pero que, sin embargo, las condiciones del mercado actual no permiten su explotación de manera rentable para el país o la compañía operadora. Por contraparte, los recursos prospectivos se refieren únicamente a los volúmenes de hidrocarburos que aún no han sido descubiertos pero que se cree, con base a ciertas analogías, que pueden existir. Los últimos no deberán ser considerados dentro de un análisis económico y mucho menos para considerar que pueden incrementar en el corto plazo el valor de las reservas.

Es muy importante tomar en cuenta que a partir de un recurso petrolero y que pueda ser explotado por medio de las tecnologías y las técnicas aplicadas al momento del análisis, y bajo las condiciones económicas que rigen el mercado en dicho momento, es que alimentamos la posibilidad de contar con una serie de proyectos para explotar las reservas que se encuentran en el subsuelo y generar una optimización de los mismos.

El término acumulación es utilizado para identificar un cuerpo individual de petróleo movable en un yacimiento. Sin embargo, el requisito clave es que para ser considerado como una acumulación conocida, y por lo tanto contener reservas o recursos contingentes, cada acumulación/yacimiento deberá haber sido perforado por un pozo. En general, el pozo debe haber demostrado claramente la existencia de petróleo movable en ese yacimiento por flujo a la superficie o al menos por la recuperación de una muestra de aceite desde el pozo. De cualquier forma, si existen datos de un registro y/o un núcleo, esto podría ser suficiente.

El recurso base total, definido de igual forma como el volumen total de petróleo en el lugar o in-situ, es generalmente aceptado a ser todas las cantidades estimadas de petróleo contenidas en el subsuelo, así como aquellas cantidades que ya han sido

producidas. Algunos miembros de la industria prefieren considerar únicamente la porción que se espera será recuperada como un recurso. Para evitar cualquier tipo de confusión existe una definición para cada uno de ellos. De acuerdo con la PRMS (Petroleum Resources Management System) se reconoce que el volumen de petróleo original in-situ puede constituir recursos potencialmente recuperables los cuales estarán sujetos a incertidumbres significativas que cambiarán con el tiempo. Aquel volumen clasificado como irrecuperable podría convertirse en recurso recuperable en el futuro mientras las circunstancias comerciales cambien y ocurra un desarrollo tecnológico. Aquellas cantidades podrían incluir, por ejemplo, el petróleo dejado en el subsuelo cuando se abandona el campo.

### **1.1.- ¿Qué son las reservas petroleras?**

De acuerdo con la Society of Petroleum Engineers (SPE) se define como reservas a todas aquellas cantidades de petróleo las cuales se anticipa serán recuperadas comercialmente a partir de una acumulación de hidrocarburos conocida en una fecha dada. Es decir, que se trata de un volumen de hidrocarburos que aún se encuentra en el subsuelo pero que se tiene la certeza que será producido en un determinado tiempo.

Por lo tanto, las reservas deben satisfacer cuatro criterios fundamentales: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.

La agencia que tiene la mayor influencia internacional en el establecimiento de una estandarización para las reservas probadas de empresas petroleras que cotizan en los mercados financieros es la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos (SEC). Con lo anterior, la definición de reservas probadas de la SEC es la siguiente:

“Las reservas probadas de aceite y gas son aquellas cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural (condensados) que los datos geológicos y de ingeniería demuestran, con una certidumbre razonable, que serán recuperados de yacimientos conocidos en los años siguientes bajo las condiciones económicas y operativas existentes. (Modernization of Oil and Gas Reporting: Final Rule, SEC, 2009)

Dado lo anterior, podemos observar que la definición de reservas probadas mencionadas en la PRMS no varía mucho con aquella de la SEC. Un error común es el pensar en las reservas de hidrocarburos como el volumen total que se encuentra en el subsuelo esperando a ser extraído, en sí eso es sólo parte de la definición pues habría que complementar siempre con la parte económica en la que se refiere que dicho volumen debe poder ser extraído bajo las condiciones económicas actuales y con la tecnología y las técnicas operativas que se utilizan al momento de la evaluación.

La distinción entre acumulación conocida comercial y sub-comercial, y por lo tanto entre reservas y recursos contingentes, es clave para asegurar un nivel razonable de consistencia al reportar las reservas. En base a lo anterior, está claro que la

acumulación deberá ser calificada como comercial antes de que alguna reserva sea asignada. Aun cuando la PRMS permite por algunas incertidumbres en el criterio comercial se vean reflejadas en la categoría de reservas, también está claramente establecido que las reservas de cualquier categoría, deben ser comerciales. Dado lo anterior, los recursos contingentes podrían incluir, por ejemplo, cantidades estimadas a ser recuperadas a partir de acumulaciones para las cuales no existe actualmente un mercado posible o donde la recuperación comercial depende del desarrollo de nueva tecnología.

Cuando se ha identificado una acumulación se debe proceder a la asignación de una reserva. Las reservas aún deberán ser categorizadas de acuerdo a los criterios específicos de la PRMS. Las reservas probadas estarán limitadas a ser aquellas cantidades que son comerciales bajo las condiciones económicas actuales, mientras que las reservas probables y posibles podrán estar basadas en condiciones económicas futuras.

La evaluación de la comercialidad de una acumulación es generalmente la responsabilidad del país o de la compañía responsable del posible desarrollo de la acumulación y variará de acuerdo con las condiciones y circunstancias locales. Se recomienda que, si el grado de compromiso no es tal que la acumulación sea desarrollada y puesta a producción dentro de un marco razonable de tiempo, los volúmenes recuperables estimados de la acumulación se clasifiquen como recursos contingentes. Donde un marco razonable de tiempo para el inicio del desarrollo, dependiendo de las circunstancias específicas pero, en general, deberá estar limitado a cinco años.

Cualquier valor estimado de una cantidad de recursos para una acumulación o un grupo de acumulaciones (un proyecto) está sujeta a la incertidumbre y debe, en general, ser expresada como un rango. La función de las primeras tres categorías de reservas (probadas, probables y posibles) es para ilustrar el rango de incertidumbre en el estimado del volumen potencialmente recuperable de petróleo a partir de una acumulación conocida. Dichos estimados, que se hacen en principio para cada pozo o yacimiento, pueden hacerse de manera probabilista o determinista y son posteriormente agregados a la acumulación/proyecto como un conjunto.

El grado de incertidumbre refleja una rango razonable de los volúmenes estimados potencialmente recuperables para una acumulación individual o un proyecto. En el caso de las reservas, y donde es apropiado, este rango de incertidumbre puede estar reflejado en los estimados para las reservas probadas (1P), reservas probadas más probables (2P) y reservas probadas más probables más posibles (3P). Para otro tipo de categoría de recurso, los términos equivalentes “estimado bajo”, el “mejor estimado”, y el “estimado alto” son recomendados por la PRMS.

Volumen original de hidrocarburos total									
Volumen original de hidrocarburos no descubierto			Volumen original de hidrocarburos descubierto						
Incertidumbre	No Recuperable	Recursos Prospectivos	No económico			Económico			
			Estimación baja	No Recuperable	Recursos Contingentes	Estimación baja	Reservas	Probada	Producción
			Estimación media			Estimación media		Probada + Probable	
			Estimación alta			Estimación alta		Probada + Probable + Posible	

Ilustración 1 - Clasificación de Reservas y Recursos Prospectivos Fuente: Petroleum Resources Management System, 2007

Dos filosofías fundamentalmente diferentes se han desarrollado para aplicar un enfoque determinista a la estimación de las reservas. Una es el enfoque basado en el riesgo ó el conocido como “incremental” y el otro es basado en la incertidumbre y es algunas veces también referido como el enfoque “acumulativo”. El riesgo se define aquí como la probabilidad de que un evento discreto ocurra o no, mientras que la incertidumbre se define como el rango de posibles resultados de un valor estimado o variable. (Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. SPE, 2001)

Cuando una estimación numérica esta hecha de un parámetro que no es conocido con exactitud, existe una incertidumbre asociada con dicha estimación. Un ejemplo claro es el valor estimado de un volumen recuperable de petróleo para una acumulación; no es posible calcular dicho volumen con exactitud debido a que existen incertidumbres tanto del área técnica como de la parte económica.

En la filosofía basada en el riesgo, la cantidad de reserva para cada categoría (probada, probable y posible) es calculada de manera determinista como un volumen discreto. Las reservas probadas son las que tienen la mayor certidumbre de ser producidas. La acumulación de las probadas más las probables (2P) tienen un riesgo menor o igual al 50% y las reservas probadas más probables más posibles (3P) tienen un riesgo mayor de no ser producidas. La lógica basada en el riesgo busca capturar tanto la incertidumbre volumétrica (rango de los posibles volúmenes recuperables de un desarrollo) y la madurez del proyecto (riesgo del no desarrollo) en un sistema único.

El método de evaluación probabilista es, por su propia naturaleza, un enfoque basado en la incertidumbre. Para tal caso, un enfoque con escenarios podría ser el más apropiado y con ellos ser mejor que en un estimado determinista.

En este método, el objetivo es, primero que nada, hacer un “mejor estimado” del volumen recuperable, el cual representa el valor estimado que se considera es el más cercano a la cantidad que en realidad se va a recuperar de la acumulación. Una vez hecho esto, se realiza una estimación de un caso alto y un caso bajo de los volúmenes de reservas recuperables, lo que proporciona una medida del rango de incertidumbre para el mejor estimado o estimado base. Con la técnica de escenarios, por lo tanto, se establecen tres diferentes escenarios para la acumulación que son consistentes con la categoría probada (caso bajo), la categoría probada más probable (caso base), y la categoría probada más probable más posible (caso alto).

Esta técnica es comparable directamente al método probabilista. Sin embargo, en lugar de intentar estimar el rango completo de posibles resultados (lo que incluye asumir distribuciones de probabilidad y niveles de dependencia o correlación entre las variables), los tres valores de reservas requeridos son estimados al seleccionar tres escenarios representativos. A pesar de no ser tan matemáticamente riguroso como el método probabilista, este enfoque tiene la ventaja de que cada suposición puede ser identificada de manera específica y por lo tanto, la auditoría de las reservas se facilita. Posiblemente el aspecto más importante es la relación entre el plan de desarrollo (y considerando el factor de recuperación) y el modelo geológico (considerando el petróleo original in-situ). Esta dependencia potencial es frecuentemente olvidada cuando se aplica el método probabilista y puede ser más fácil incluirla con la técnica de escenarios.

## **1.2.- Clasificación de Reservas**

El petróleo es la principal fuente de energía mundial que utiliza el hombre actualmente y es un factor clave para el continuo desarrollo de las economías globales. Es esencial para una buena planeación a futuro que los gobiernos y la industria tengan una evaluación clara de las cantidades de petróleo disponible para la producción y de las cantidades que se anticipa estarán disponibles dentro de un lapso de tiempo práctico a través de un desarrollo adicional de campo, avances tecnológicos, o exploración. Para lograr tal evaluación, es imperativo que la industria adopte una nomenclatura consistente para evaluar las cantidades actuales y futuras de petróleo que se espera serán recuperadas de acumulaciones naturales en el subsuelo. Dichas cantidades son definidas como reservas, y su evaluación es de importancia especial para los gobiernos, agencias internacionales, inversionistas, banqueros, y demás participantes de la industria internacional de la energía y de la economía.

Cómo se ha mencionado antes las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipa serán comercialmente recuperadas de una acumulación conocida a partir de una fecha dada en adelante. Todo valor estimado de las reservas involucra un cierto grado de incertidumbre, ésta depende principalmente de la cantidad y la calidad de datos geológicos y de ingeniería disponibles en el momento de la estimación y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre puede ser expresado colocando las reservas dentro de una de las dos principales clasificaciones, ya sea

como probada o no probada. Las reservas no probadas tienen menos certeza a ser recuperadas que las reservas probadas y pueden ser posteriormente sub-clasificadas como reservas probables y reservas posibles para denotar un incremento progresivo de la incertidumbre en su recuperabilidad, respectivamente.

La estimación de reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación es llamado determinista si un sólo valor “mejor estimado” es elaborado basándose en datos geológicos, ingenieriles y económicos conocidos. El método de estimación es conocido como probabilista cuando los datos geológicos, ingenieriles y económicos conocidos son utilizados para generar un rango de valores estimados y sus distribuciones de probabilidad asociadas. Identificar las reservas como probadas, probables y posibles, ha sido el método de clasificación más frecuente y da una indicación de la probabilidad de recuperación. Debido a diferencias potenciales en la incertidumbre, se considera proceder con cautela en la reclasificación de reservas.

Los estimados de las reservas se analizarán regularmente mientras una mayor cantidad de datos ingenieriles y geológicos se encuentran disponibles o mientras las condiciones económicas cambien. Las reservas pueden ser atribuidas a métodos de recuperación tanto por energía natural del yacimiento así como por métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. Los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada incluyen a todos aquellos métodos para administrar energía natural o alterar las fuerzas naturales en el yacimiento para incrementar la recuperación final de los hidrocarburos. Algunos ejemplos de dichos métodos son el mantenimiento de presión, la inyección de agua, los métodos térmicos, la inyección de químicos, y el uso de fluidos de desplazamiento miscibles e inmiscibles, entre otros. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro mientras la tecnología en la industria petrolera sigue avanzando.

#### 1.2.1.- Reservas Probadas

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo que, por análisis geológico y datos ingenieriles, pueden ser estimadas con una certidumbre racional a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales. Las reservas probadas pueden ser categorizadas como desarrolladas y no desarrolladas.

Si se utilizan métodos deterministas, el término certidumbre razonable tiene la intención de expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilistas, debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas serán equivalentes o excedentes con respecto al valor estimado.

En general, las reservas se consideran como probadas si la capacidad de producción comercial del yacimiento es soportada por la producción real o por pruebas de formación. En este contexto, el término probadas se refiere a las cantidades actuales

de reservas petroleras y no sólo a la productividad del pozo o del yacimiento. En algunos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas en base a registros de pozo y/o análisis de núcleos que indican que el yacimiento contiene hidrocarburos y es análogo a yacimientos en la misma área que se encuentran produciendo o han demostrado la habilidad de producir en pruebas de formación.

El área del yacimiento considerada como probada incluye: (1) el área delimitada por perforaciones y definida por los contactos hidráulicos, si hay alguno, y (2) las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productivas en base a datos geológicos e ingenieriles disponibles.

Las reservas pueden ser clasificadas como probadas si las instalaciones para procesarlas y transportarlas al mercado se encuentran operantes en el momento de realizar la estimación o hay una expectativa racional de que dichas instalaciones serán instaladas. Las reservas en localidades no desarrolladas pueden ser clasificadas como probadas no desarrolladas cuando se proporciona que: (1) las locaciones son deducidas directamente de pozos que han indicado producción comercial en la formación objetivo, (2) hay una certeza razonable que dichas locaciones se encuentran dentro de los límites productivos probados conocidos de la formación objetivo, (3) las locaciones se encuentran dentro del reglamento de espaciamiento de pozos en los lugares dónde se aplica dicha reglamentación, y (4) existe una certeza razonable de que las locaciones serán desarrolladas.

El monto de las reservas que serán producidas a través de la aplicación de algún método de recuperación establecido serán incluidas como reservas probadas cuando: (1) se muestre una prueba exitosa de un proyecto piloto o que se dé una respuesta favorable de un programa instalado en el mismo yacimiento o en uno análogo con una roca y propiedades de los fluidos similares; lo que proporciona un soporte sobre el cual el análisis del proyecto está basado, y (2) existe una certeza razonable que el proyecto procederá. Aquellas reservas que serán incorporadas por la aplicación de un método de recuperación que aún será establecido a través de una aplicación comercial exitosa se incluyen como reservas probadas sólo (1) posterior a una respuesta favorable de la producción del yacimiento objetivo o ya sea tanto de (a) una prueba piloto representativa o (b) un programa instalado dónde la respuesta proporcione un soporte para el análisis en el cual el proyecto se está basando y (2) nuevamente que exista una certeza razonable que el proyecto procederá.

Se puede observar en lo anterior que cada vez que se desea incorporar un cierto valor de reservas a las reservas probadas, dicho valor deberá contar con una certeza de que el proyecto se llevará a cabo considerando las condiciones económicas actuales así como un marco de tiempo que no exceda de los 5 años.

### 1.2.2.- Reservas no probadas

Las reservas no probadas son fundamentadas en información geológica y datos ingenieriles similares a aquellos usados para la estimación de las reservas probadas, pero debido a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o regulatorias son excluidas de ser clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser posteriormente clasificadas en reservas probables y reservas posibles.

Además, las reservas no probadas pueden ser estimadas considerando condiciones económicas futuras que sean diferentes a aquellas condiciones que se presenten al momento de la evaluación.

### 1.2.3.- Reservas probables

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas cuyo análisis geológico y de datos ingenieriles sugiere que son más probables que sean recuperables a que no sean recuperables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debe existir al menos un 50% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas serán equivalente o excederán la suma de la estimación de las reservas probadas más las probables.

De manera general, dentro de las reservas probables se pueden incluir (1) reservas que se anticipa serán probadas por una perforación convencional donde la información del subsuelo es insuficiente para clasificar dichas reservas como probadas, (2) reservas en formaciones que aparentemente serán productivas basándose en características de registros de pozos pero hay ausencia de datos obtenidos de núcleos o de pruebas definitivas y las cuales no son análogas a yacimientos productores o ya probados en el área, (3) reservas incrementales atribuibles a la perforación de nuevos pozos que podrían estar clasificadas como probadas si se encuentran dentro del espaciamiento legal establecido al momento de realizar la estimación, (4) reservas atribuibles a métodos de recuperación que han sido establecidos por repetidas aplicaciones comerciales exitosas cuando (a) un proyecto piloto está planeado pero no se encuentra en operación y (b) las características de la roca, el fluido y el yacimiento aparentan ser favorables para aplicaciones comerciales, (5) reservas en un área de la formación que aparentemente están separadas del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo es estructuralmente más alta que el área probada, (6) reservas atribuibles a una reparación mayor o menor, cambio de equipo, o cualquier otro procedimiento mecánico, donde tales procedimientos no se han probado como exitosos en pozos que exhibían un comportamiento similar en yacimientos análogos, y (7) reservas incrementales en yacimientos probados donde una interpretación alternativa del desempeño o de datos volumétricos indican que un mayor volumen de reservas puede ser clasificado como probadas.

1.2.4.-Reservas posibles

Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas cuyo análisis geológico e ingenieril sugiere que son menos probables a ser recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debe haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán equivalentes o excederán la suma del valor estimado de las reservas probadas más las probables más las posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir: (1) reservas que, basadas en interpretación geológica, podrían existir en áreas más allá de las clasificadas como probables, (2) reservas en formaciones que aparentemente contienen petróleo basándose en registros geofísicos y análisis de núcleos pero que podrían no ser comerciales a las condiciones actuales, (3) reservas incrementales atribuibles a la perforación de nuevos pozos que se encuentran sujetas a incertidumbre técnica, (4) reservas atribuibles a métodos de recuperación cuando: (a) un proyecto piloto está planeado pero no se encuentra en operación y (b) las características de la roca, el fluido y el yacimiento son tales que existe una duda razonable acerca de que el proyecto será comercial, y (5) las reservas se encuentran en un área de la formación que aparentemente está separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.



Ilustración 2- Clasificación de Reservas Fuente: Estimación de Reservas de Hidrocarburos, SENER, 2010.

### 1.3.- Métodos de Estimación de Reservas

De manera general, PEMEX sigue los lineamientos proporcionados por la PRMS y la SEC para la evaluación e incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos. Los métodos más comúnmente utilizados son:

- Volumétricos
- Curvas de Declinación
- Balance de Materia
- Simulación Numérica

Asumiendo que los proyectos se han clasificado de acuerdo a su madurez, la estimación de las cantidades recuperables asociadas a un proyecto definido y su respectiva asignación a las categorías de incertidumbre se pueden basar en uno o una combinación de procedimientos analíticos. Tales procedimientos se pueden aplicar usando un enfoque incremental (basado en riesgo) y/o la técnica de escenarios que ya se han mencionado con anterioridad en este trabajo. Además, el método de evaluación de la incertidumbre relativa en estos valores estimados de las cantidades recuperables puede emplear los métodos deterministas y los probabilistas.

#### 1.3.1.-Procedimientos analíticos

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables se agrupan en tres grandes categorías:

- Análogos
- Estimaciones volumétricas
- Estimaciones basadas en el desempeño; que incluye el balance de materia, curvas de declinación, entre otros.

La simulación de yacimientos puede ser usada tanto en los análisis volumétricos como en los análisis basados en el desempeño. Las evaluaciones al inicio del descubrimiento y post-descubrimiento son realizadas típicamente con datos análogos de pozo o de campo y estimaciones volumétricas. Después del inicio de la producción y una vez que los datos del gasto de producción y de la presión se encuentran disponibles, los métodos basados en el desempeño pueden ser aplicados.

En cada método, los resultados no son una sola cantidad de petróleo recuperable remanente, sino más bien un rango que refleja las incertidumbres existentes tanto en los volúmenes in-situ como en la eficiencia de la recuperación del proyecto de desarrollo aplicado. Por medio de la aplicación de guías consistentes los evaluadores pueden definir las cantidades remanentes recuperables usando ya sea el enfoque de escenarios incremental o el acumulativo. La confianza en los resultados de la

evaluación generalmente incrementa cuando los estimados están basados en más de un sólo procedimiento analítico.

#### 1.3.1.1.- Análogos

Los métodos análogos son ampliamente usados en la estimación de recursos, particularmente en la etapa de exploración y de inicio del desarrollo, cuando la información de mediciones directas es limitada. La metodología está basada en la suposición que el yacimiento análogo es comparable con el yacimiento objetivo tomando en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido que controlan la recuperación final de petróleo. Por medio de la selección de análogos apropiados, donde los datos de desempeño basados en planes de desarrollo comparables (incluyendo tipo de pozos, espaciamento entre pozos y estimulaciones, entre otros) están disponibles, un perfil de producción similar se puede pronosticar.

Los yacimientos análogos están definidos por rasgos y características incluyendo, pero no limitándose solamente a, profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje en el yacimiento, contenido original de fluidos, densidad del fluido del yacimiento, tamaño del yacimiento, espesor neto, espesor saturado, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo, entre otros. Los yacimientos análogos están formados por los mismos, o muy similares, procesos sedimentarios, diagenéticos, de presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural.

#### 1.3.1.2.- Estimación volumétrica

Este procedimiento utiliza las propiedades del fluido y de la roca del yacimiento para calcular los hidrocarburos in-situ y posteriormente estimar la porción que será recuperada por un proyecto de desarrollo específico. Las incertidumbres claves afectando a los volúmenes in-situ incluyen:

- Geometría del yacimiento y límites de las trampas que impactan el volumen de roca neto
- Características geológicas que definen el volumen de poro y la distribución de la permeabilidad
- Elevación del contacto entre fluidos
- Combinaciones de la calidad del yacimiento, tipos de fluido y los contactos que controlan la saturación de fluidos

El volumen de roca neto de interés es aquel que involucra a todo el yacimiento. Mientras que la distribución espacial y la calidad del yacimiento impactan la eficiencia de la recuperación, el cálculo del petróleo in-situ generalmente utiliza un valor de espesor promedio, así como de la porosidad y la saturación de los fluidos. En yacimientos más heterogéneos, una mayor densidad de pozos puede ser requerida para evaluar y categorizar de manera confiable los recursos.

Dado un valor estimado del volumen de petróleo in-situ, la porción que puede ser recuperada por un grupo definido de pozos y condiciones operativas debe ser estimado basado en el desempeño análogo de campo y/o por estudios de simulación utilizando información disponible de yacimientos. Las asunciones clave se deben hacer con respecto al mecanismo de empuje que actúa en el yacimiento.

Las estimaciones de las cantidades recuperables deben reflejar las incertidumbres no sólo del petróleo in-situ sino también de la eficiencia de la recuperación del proyecto de desarrollo aplicado al yacimiento específico que se está estudiando.

#### 1.3.1.3.- Balance de materia

Los métodos de balance de materia para estimar las cantidades recuperables involucran el análisis del comportamiento de la presión durante la extracción de los fluidos del yacimiento. En una situación ideal, tal como en un yacimiento homogéneo con empuje por gas disuelto, roca almacenadora de alta permeabilidad y donde datos de presión de alta calidad y en cantidad suficiente se encuentran disponibles, la estimación basada en el balance de materia puede proporcionar un valor de recuperación final bastante confiable a varias presiones de abandono diversas. En situaciones complejas, tal como aquellas donde se involucra entrada de agua, compartimentación (lenticulares por ejemplo), comportamiento multifásico, y yacimientos de baja permeabilidad y capas múltiples, los valores estimados de balance de materia por sí solos podrían proporcionar resultados erróneos. Los evaluadores deben tener cuidado al interpretar la complejidad del yacimiento y la respuesta de la presión a la explotación; cuando se desarrollan los perfiles de incertidumbre aplicados para los proyectos de recuperación.

El modelado por computadora del yacimiento o la simulación de yacimientos puede ser considerado como una forma sofisticada de análisis de balance de materia. Mientras que dicho modelado puede generar pronósticos confiables del comportamiento del yacimiento bajo un programa de desarrollo definido, la confiabilidad de los datos de entrada de las propiedades de la roca, la geometría del yacimiento, las permeabilidades relativas, y las propiedades de los fluidos son críticas. Los modelos predictivos son más confiables para la estimación de las cantidades recuperables cuando existe una historia de producción suficiente para validar el modelo a través de un ajuste de historia de producción.

#### 1.3.1.4.- Análisis del desempeño de la producción

El análisis en los cambios de los gastos de producción y la relación de los fluidos de producción contra la producción acumulada durante la extracción de los fluidos de producción proporciona información valiosa para predecir las cantidades recuperables finales. En algunos casos, antes de que la declinación en los gastos de producción sea muy aparente, las tendencias en los indicadores de desempeño tales como la relación gas-aceite (RGA), la relación agua-aceite (WOR), relación

condensado-gas (CGR) y las presiones estática y de fondo fluyendo pueden ser extrapoladas hasta una condición de límite económico para la estimación las reservas.

Para obtener resultados confiables se requiere un periodo suficiente de condiciones operativas estables después de que los pozos en un yacimiento han establecido su área de drene. Para la estimación de cantidades recuperables, los evaluadores deben considerar los factores que afectan el desempeño en la producción, tales como las propiedades variables del yacimiento y de los fluidos, flujo de transición vs flujo estacionario, cambios en las condiciones operativas, efectos de interferencia y los mecanismos de empuje.

En las primeras etapas de producción debe haber una gran incertidumbre tanto en el perfil de desempeño final del yacimiento (pronóstico de producción) como en los factores comerciales que impactan el gasto de producción de abandono. Tales incertidumbres se deben ver reflejadas en la categorización de los recursos.

### 1.3.2.- Métodos deterministas y probabilistas

Sin tomar en consideración el proceso analítico usado, la estimación de reservas puede prepararse usando tanto los métodos deterministas como los probabilistas. Un estimado determinista es un sólo escenario discreto dentro de un rango de salidas que pueden ser derivadas en un análisis probabilista.

En el método determinista, un valor discreto o un arreglo de valores para cada parámetro es seleccionado basándose en la selección de valores del estimador, que son los más apropiados para la categoría de recurso correspondiente. Un sólo dato de salida de las cantidades recuperables se deriva de cada incremento determinista o escenario.

En el método probabilista, el estimador define una distribución representando el rango total de posibles valores para cada parámetro de entrada. Estas distribuciones pueden ser muestreadas al azar (generalmente utilizando un software para la simulación de Monte Carlo) para generar un rango total y una distribución de los posibles resultados de las cantidades recuperables. Esta técnica es por lo general la más aplicada para los cálculos de recursos de manera volumétrica en las primeras etapas de los proyectos de explotación y desarrollo.

Los volúmenes deterministas son estimados para un incremento discreto y escenarios definidos. Mientras que los estimados deterministas podrían tener niveles de confianza altamente inferidos, no cuentan con una probabilidad cuantitativa asociada. Ambos métodos (probabilista y determinista) pueden ser utilizados de manera combinada para asegurar que los resultados de cualquiera de los dos métodos son razonables.

### 1.3.2.1.- Métodos de agregación

Los volúmenes de aceite y gas son estimados y categorizados generalmente de acuerdo a la incertidumbre en su recuperación dentro de yacimientos individuales o porciones de un yacimiento; esto es denominado como la evaluación del “nivel del yacimiento”. Estos valores estimados son sumados para llegar a valores estimados para campos y posteriormente para proyectos. Una sumatoria continua es aplicada para llegar a los valores totales de áreas, países y compañías; estos valores son llamados generalmente “niveles de reporte de recursos”. La distribución de incertidumbre de los estimados individuales para cada uno de estos niveles puede diferir ampliamente, dependiendo de los datos geológicos y en la madurez de los recursos. Este proceso de sumatoria acumulativa es generalmente conocido como “agregación”.

Dos métodos generales de agregación pueden ser aplicados: sumatoria aritmética de los estimados por categoría y la agregación estadística de las distribuciones de incertidumbre. Existe una divergencia significativa en los resultados obtenidos al aplicar estos métodos alternativos.

En la agregación estadística los percentiles del agregado se hacen por medio de simulación de Monte Carlo, dónde aleatoriamente se muestrea de cada campo o de cada acumulación los diferentes valores de los volúmenes para generar una nueva distribución y de ésta manera poder obtener los nuevos percentiles del agregado o portafolio. Este “efecto de portafolio” es el resultado del teorema del límite central en el análisis estadístico. Se debe notar que la media (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de las medias de cada acumulación, es decir, que no existe efecto de portafolio cuando se agregan valores de la media.

En la práctica, hay una gran posibilidad de que exista una enorme dependencia entre yacimientos en el mismo campo, y dichas dependencias deben estar incorporadas en los cálculos probabilistas. Cuando la dependencia se encuentra presente y no es tomada en cuenta en los cálculos, la agregación probabilista va a sobrestimar el resultado del estimado bajo y de manera análoga, va a subestimar el resultado del estimado alto.

Una gran cantidad de técnicas se encuentran disponibles para agregar resultados de las evaluaciones probabilistas y/o deterministas de campos, propiedades o proyectos para un negocio detallado o un análisis de portafolio corporativo donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño y la diversificación del portafolio. Una vez más, la agregación debe incorporar el grado de dependencia entre cada una de las propiedades analizadas. Donde los análisis subyacentes se encuentran disponibles, la comparación de los resultados de agregación aritmética y estadística podrían ser muy valiosos en la evaluación del impacto que genera el efecto de portafolio. Ya sea que se

utilicen métodos deterministas o probabilistas, se debe tener cuidado para evitar errores sistemáticos en el proceso de estimación.

Se ha reconocido que el valor monetario asociado con estas recuperaciones es dependiente de la producción y del flujo de caja para cada proyecto; además, las distribuciones de agregación de las cantidades recuperables podría no ser un indicador directo de las distribuciones de incertidumbre correspondientes del valor agregado.

#### 1.3.2.2.- Agregando clases de recursos

Las cantidades de petróleo clasificadas como reservas, recursos contingentes, o recursos prospectivos no deben ser agregadas una con otra sin la consideración de las diferencias significativas en el criterio asociado a su clasificación. En particular, podría existir un riesgo significativo que las acumulaciones que contienen recursos contingentes y/o recursos prospectivos no lograrán la producción comercial.

Donde un descubrimiento asociado y el riesgo comercial han sido cuantitativamente definidos, las técnicas estadísticas podrían ser aplicadas para incorporar un estimado del riesgo individual de un proyecto en un análisis de portafolio del valor y del volumen.

### **1.4.- Las Reservas de Hidrocarburos en México**

Las reservas de hidrocarburos son el resultado de la estrategia de los proyectos de inversión traducidos en pronósticos de producción asociados al comportamiento de los yacimientos, a los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos y sus inversiones asociadas. De igual forma, la tendencia actual del comportamiento de los yacimientos, las reparaciones mayores a pozos, la perforación de pozos programados, la eficiencia de los sistemas artificiales de producción, los nuevos proyectos de desarrollo y los proyectos de recuperación secundaria y mejorada, así como los resultados de la actividad exploratoria y la producción continua o intermitente de cada uno de los pozos, contribuyen a la actualización de las reservas en cada evaluación. (Estimación de Reservas de Hidrocarburos, SENER, 2010)

Se debe recordar que se trata de un proceso continuo y que no sólo se realiza en una ocasión, sino que debe actualizarse constantemente conforme se obtiene nueva información y se agregan los resultados de nuevas pruebas de formación o análisis de registros de pozos, nuevos descubrimientos, y los resultados de nuevos pozos perforados.

#### 1.4.1.- Precio de los hidrocarburos

La determinación de la rentabilidad de las reservas remanentes de los campos considera los precios de venta de los hidrocarburos a producir, así como los costos de

operación y mantenimiento requeridos para llevar a cabo su explotación, al igual que las inversiones asociadas a su desarrollo.

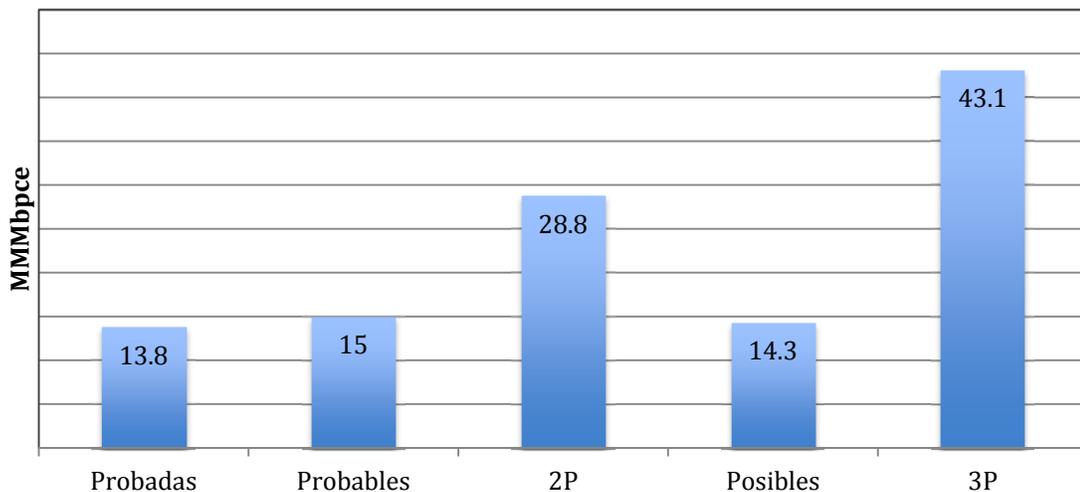
El valor de cada una de las categorías de reservas requiere utilizar los volúmenes futuros de producción de aceite, condensado y de gas, los precios de venta de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, los costos de operación y las inversiones asociadas al desarrollo en aquellos campos no desarrollados en su totalidad, ya sea nuevos o maduros. Con estos cuatro elementos se obtiene el límite económico de la explotación de dichas reservas, el límite económico es el punto en el tiempo donde los ingresos se igualan con los egresos, y por lo tanto anulando la rentabilidad del proyecto ya que se deja de obtener ganancia.

#### 1.4.2.- Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales, también denominadas como 3P, son las correspondientes a la suma de las reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2011 se encontraban en 4.075 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Específicamente, la reserva probada es aproximadamente de 14 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), las probables contaban con 15.013 MMMbpce y finalmente las reservas posibles con un valor de 14.264 MMMbpce.

A continuación se muestra la tabla 1 donde se desglosan los datos históricos por fluido y por región:

### Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2011



**Capítulo I – La Relación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos con los Proyectos**

Año	Región	Reserva Remanente de Hidrocarburos					Reserva Remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas a entregar en planta	Gas seco
		MMbbls	MMbbls	MMbbls	MMbpce	MMbpce	MMMpc	MMMpc	MMMpc
<b>2007</b>	<b>Total</b>	<b>31,908.8</b>	<b>941.2</b>	<b>3,417.5</b>	<b>9,108.9</b>	<b>45,376.3</b>	<b>63,045.2</b>	<b>55,364.2</b>	<b>47,367.9</b>
	Marina Noreste	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0	5,716.7	3,853.7	3,067.5
	Marina Suroeste	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0	7,961.9	6,936.0	6,048.5
	Norte	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0	38,910.0	34,721.4	30,564.5
	Sur	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3	10,456.6	9,853.1	7,687.3
<b>2008</b>	<b>Total</b>	<b>31,211.6</b>	<b>879.0</b>	<b>3,574.7</b>	<b>8,817.4</b>	<b>44,482.7</b>	<b>61,358.5</b>	<b>54,288.1</b>	<b>45,858.8</b>
	Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.5	5,382.7	3,384.8	2,709.7
	Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9	8,269.3	7,602.0	6,566.2
	Norte	12,546.0	19.4	1,978.5	5,813.0	20,149.0	37,848.1	33,741.6	29,193.0
	Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1	10,160.4	9,559.6	7,389.9
<b>2009</b>	<b>Total</b>	<b>30,929.8</b>	<b>561.7</b>	<b>3,491.3</b>	<b>8,579.7</b>	<b>43,562.6</b>	<b>60,374.3</b>	<b>53,382.5</b>	<b>44,622.7</b>
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
<b>2010</b>	<b>Total</b>	<b>30,497.3</b>	<b>417.3</b>	<b>3,563.1</b>	<b>8,597.0</b>	<b>43,074.7</b>	<b>61,236.0</b>	<b>54,083.8</b>	<b>44,712.2</b>
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6

**Tabla 1- Reservas remanentes de hidrocarburos en México por fluido y por región Fuente: SENER**

## Reservas remanentes de aceite por región

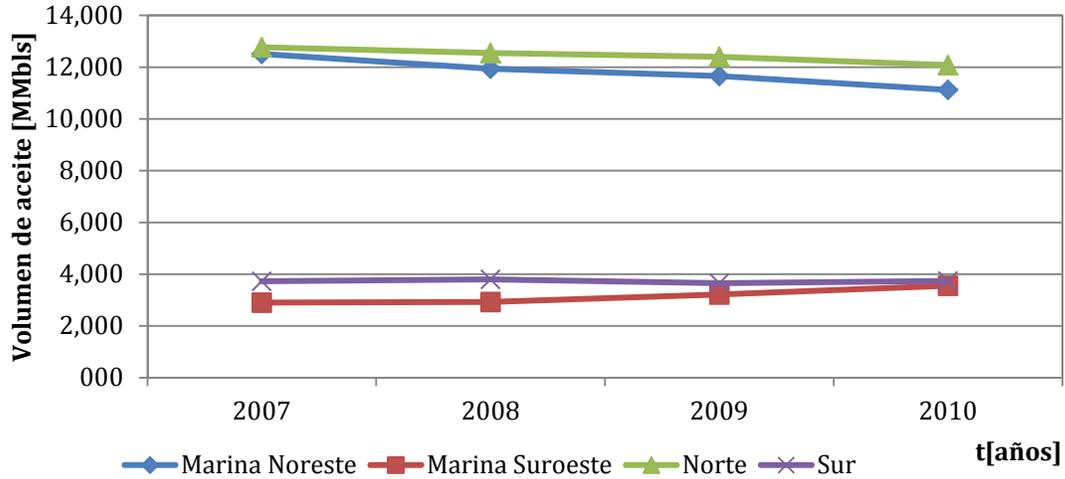


Gráfico 2.- Reservas remanentes de aceite por región

## Reserva remanente de hidrocarburos por región

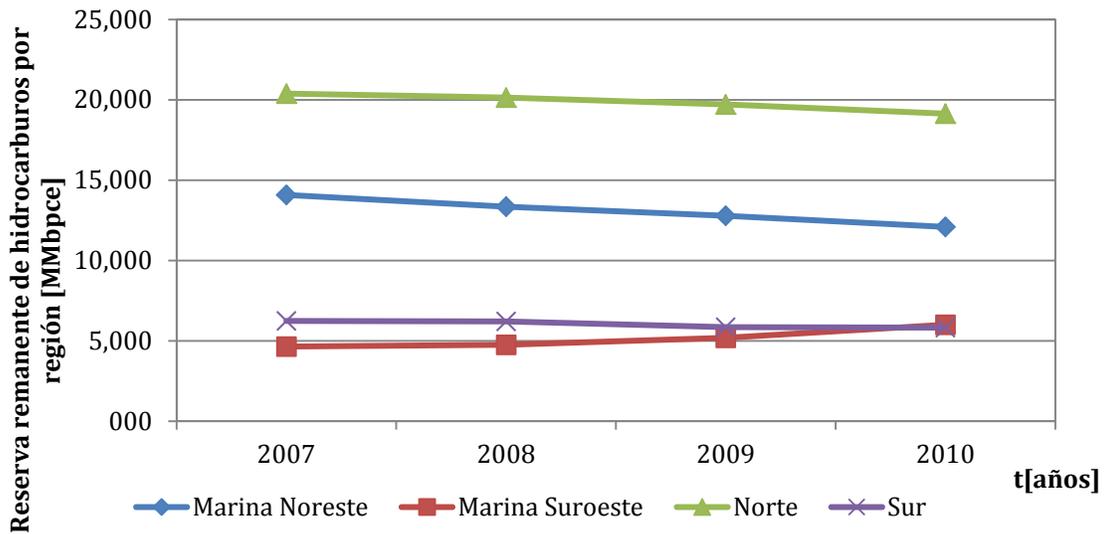


Gráfico 3.- Reserva remanente de hidrocarburos por región

## Reserva remanente de gas natural por región

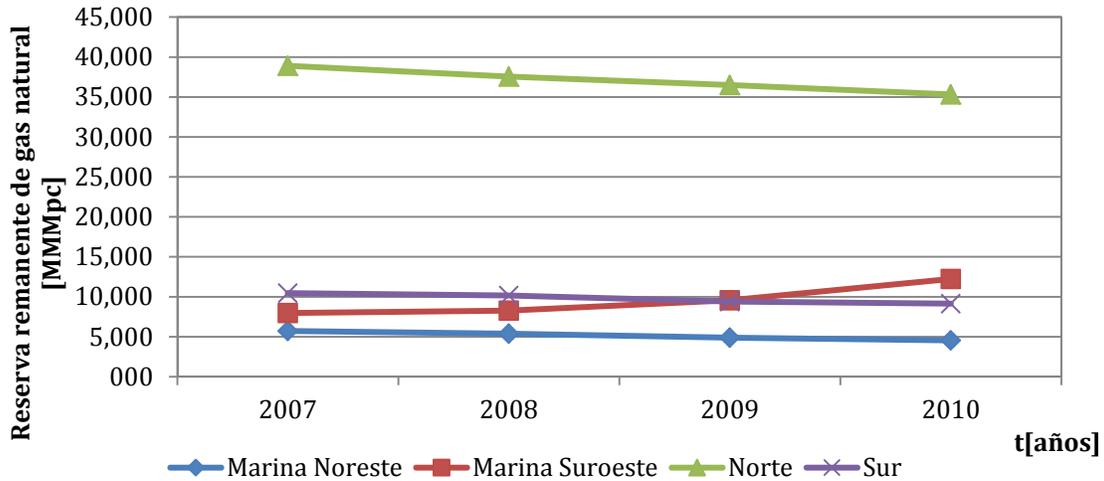


Gráfico 4.- Reserva remanente de gas natural por región

### 1.4.3.- Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de México se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, reportando al 1 de enero de 2010 reservas remanentes probadas por 13,992.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos de hidrocarburos que componen la cifra anterior, el aceite crudo contribuye con 74.5% del total de las reservas probadas, el gas seco representa el 16.4%, mientras que los líquidos de planta y los condensados alcanzan 7.3 y 1.8 por ciento, respectivamente.

En la tabla 2 se muestra la distribución regional de la reserva remanente probada, clasificada por tipo de fluido:

## Capítulo I – La Relación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos con los Proyectos

Año	Región	Reserva Remanente de Hidrocarburos					Reserva Remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas a entregar en planta	Gas seco
		MMbbls	MMbbls	MMbbls	MMbpce	MMbpce	MMMpc	MMMpc	MMMpc
<b>2007</b>	<b>Total</b>	<b>11,047.6</b>	<b>608.3</b>	<b>1,193.5</b>	<b>2,664.8</b>	<b>15,514.2</b>	<b>18,957.3</b>	<b>16,558.4</b>	<b>13,855.8</b>
	Marina Noreste	6,532.0	443.2	254.3	422.7	7,652.2	4,038.8	2,769.2	2,198.4
	Marina Suroeste	1,038.0	68.1	161.1	360.0	1,627.2	2,643.7	2,227.6	1,872.6
	Norte	888.9	18.2	106.4	832.9	1,846.4	4,856.4	4,570.4	4,331.8
	Sur	2,588.7	78.9	671.6	1,049.2	4,388.4	7,418.4	6,991.1	5,452.9
<b>2008</b>	<b>Total</b>	<b>10,501.2</b>	<b>559.6</b>	<b>1,125.7</b>	<b>2,530.7</b>	<b>14,717.2</b>	<b>18,076.7</b>	<b>15,829.7</b>	<b>13,161.8</b>
	Marina Noreste	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6	3,635.6	2,369.3	1,891.2
	Marina Suroeste	994.9	61.2	176.7	397.3	1,630.1	2,787.4	2,478.7	2,066.4
	Norte	840.7	8.2	102.4	770.2	1,721.5	4,479.7	4,223.3	4,005.7
	Sur	2,612.8	82.8	645.9	999.5	4,341.1	7,174.0	6,758.5	5,198.5
<b>2009</b>	<b>Total</b>	<b>10,404.2</b>	<b>378.4</b>	<b>1,082.9</b>	<b>2,442.3</b>	<b>14,307.7</b>	<b>17,649.5</b>	<b>15,475.2</b>	<b>12,702.0</b>
	Marina Noreste	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Marina Suroeste	1,176.0	38.0	221.2	458.8	1,893.9	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Norte	828.7	8.0	105.5	710.1	1,652.4	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Sur	2,480.2	76.3	573.1	919.5	4,049.1	6,602.1	6,242.2	4,782.2
<b>2010</b>	<b>Total</b>	<b>10,419.6</b>	<b>256.5</b>	<b>1,015.2</b>	<b>2,300.8</b>	<b>13,992.1</b>	<b>16,814.6</b>	<b>14,824.2</b>	<b>11,966.1</b>
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0

Tabla 2- Reserva remanente probada por fluido y por región Fuente: SENER

## Reserva remanente probada de aceite por región

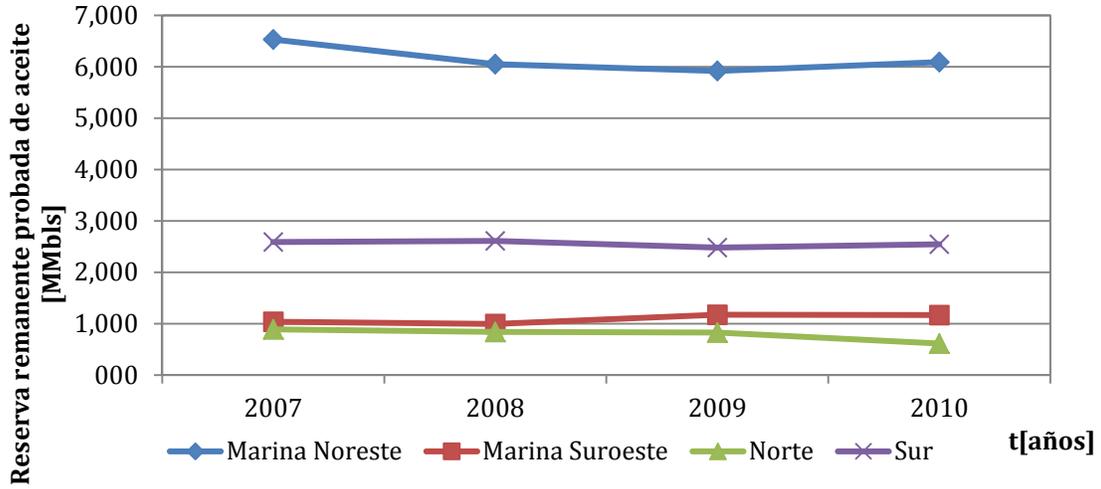


Gráfico 5.- Reserva remanente probada de aceite por región

## Reserva remanente probada de aceite por región

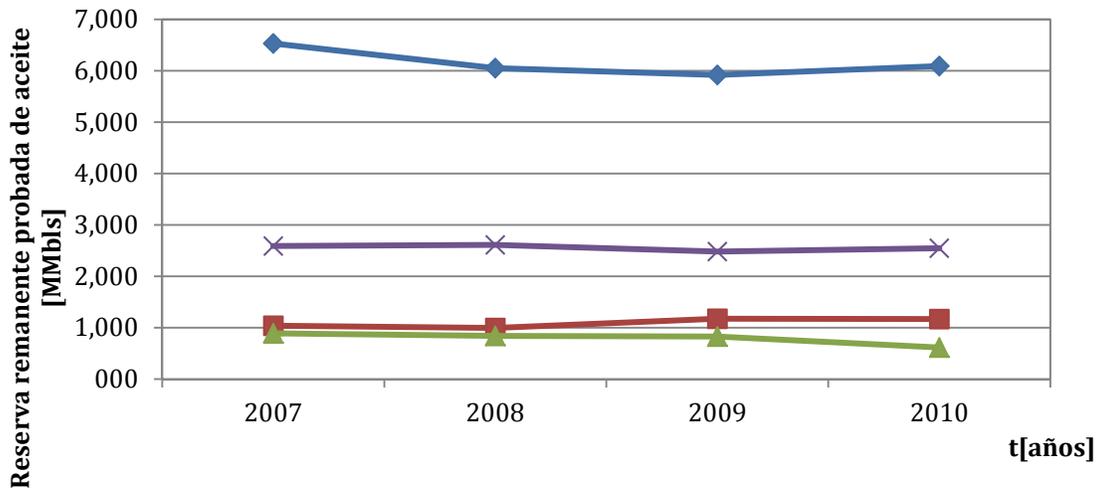


Gráfico 6.- Reserva remanente probada de hidrocarburos por región

## Reserva remanente probada de gas natural por región

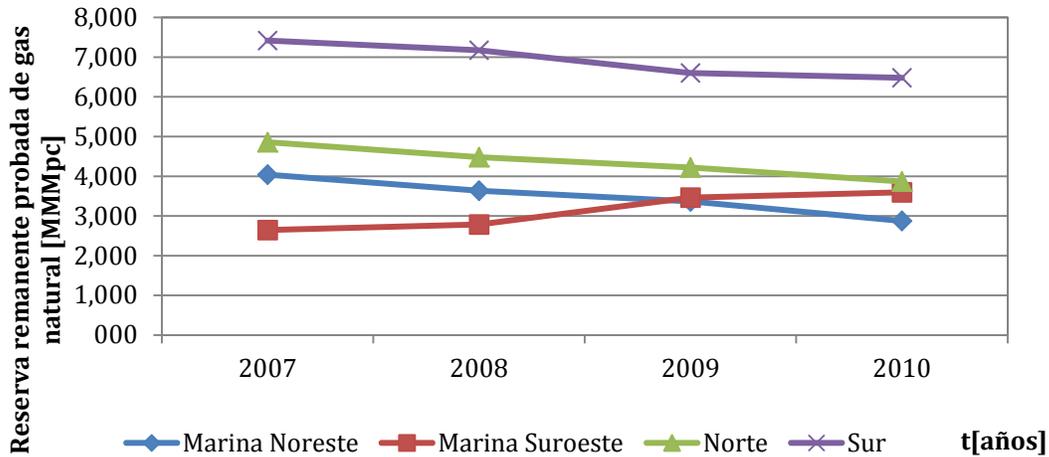


Gráfico 7.- Reserva remanente probada de gas natural por región

La reserva probada de aceite crudo al 1 de enero de 2010 asciende a 10,419.6 millones de barriles, donde el aceite pesado es su principal componente, al contribuir con 62.2 por ciento, el aceite ligero aporta el 29 por ciento y el superligero representa el 8.8 por ciento del total nacional. La Región Marina Noreste contribuye con 93.2 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Sur tiene 62.3 por ciento del aceite ligero y 66.6 por ciento del aceite superligero.

En la tabla 3 se muestra las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad API:

## Capítulo I – La Relación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos con los Proyectos

Año	Región	Aceite			Gas Natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			Total
		MMbbls	MMbbls	MMbbls	MMMpc	Gas y Condensado MMMpc	Gas húmedo MMMpc	Gas seco MMMpc	MMMpc
<b>2007</b>	<b>Total</b>	<b>7,009.4</b>	<b>3,402.9</b>	<b>635.3</b>	<b>12,578.1</b>	<b>1,819.9</b>	<b>2,179.4</b>	<b>2,379.8</b>	<b>6,379.2</b>
	Marina Noreste	6,493.4	38.6	0.0	4,025.6	0.0	0.0	13.2	13.2
	Marina Suroeste	110.0	750.4	177.6	1,585.9	541.8	308.5	207.4	1,057.8
	Norte	366.1	513.6	9.1	1,316.4	34.4	1,739.9	1,765.7	3,540.0
	Sur	39.8	2,100.3	448.5	5,650.2	1,243.6	131.1	393.5	1,768.2
<b>2008</b>	<b>Total</b>	<b>6,545.7</b>	<b>3,258.7</b>	<b>696.9</b>	<b>11,793.2</b>	<b>2,042.2</b>	<b>1,844.8</b>	<b>2,386.5</b>	<b>6,283.5</b>
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0	3,622.1	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6	1,385.0	886.0	308.5	207.9	1,402.5
	Norte	357.6	473.9	9.2	1,235.2	35.9	1,435.0	1,773.5	3,244.5
	Sur	50.9	2,078.8	483.1	5,550.9	1,120.2	101.3	401.6	1,623.1
<b>2009</b>	<b>Total</b>	<b>6,381.4</b>	<b>3,237.6</b>	<b>785.2</b>	<b>11,473.1</b>	<b>2,335.7</b>	<b>1,734.5</b>	<b>2,106.1</b>	<b>6,176.4</b>
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0	3,352.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9	1,616.0	1,330.7	308.6	207.7	1,846.9
	Norte	342.4	468.5	17.8	1,282.0	34.9	1,319.3	1,582.5	2,936.7
	Sur	49.5	1,910.2	520.5	5,222.8	970.2	106.7	302.5	1,379.3
<b>2010</b>	<b>Total</b>	<b>6,482.5</b>	<b>3,021.7</b>	<b>915.3</b>	<b>10,719.5</b>	<b>2,498.2</b>	<b>1,581.4</b>	<b>2,015.5</b>	<b>6,095.1</b>
	Marina Noreste	6,039.2	51.8	0.0	2,858.3	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	766.4	290.1	1,618.1	1,529.5	308.6	137.4	1,975.6
	Norte	276.3	321.3	16.0	1,009.8	36.4	1,198.0	1,622.6	2,857.0
	Sur	53.8	1,882.2	609.2	5,233.3	923.3	74.7	241.0	1,248.0

Tabla 3- Reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad API Fuente: SENER

## Reservas probadas de aceite pesado por región

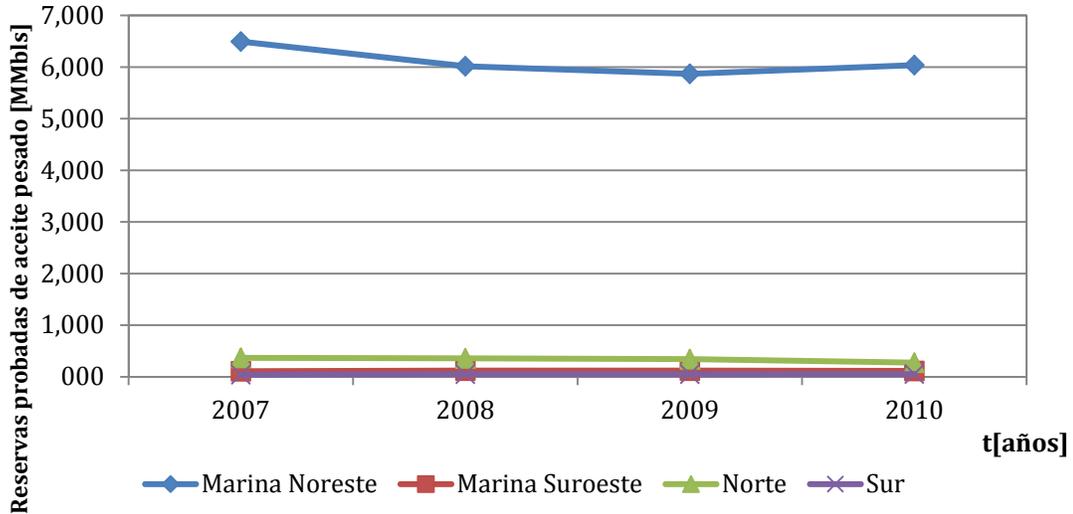


Gráfico 8.- Reservas probadas de aceite pesado por región

## Reservas probadas de aceite ligero por región

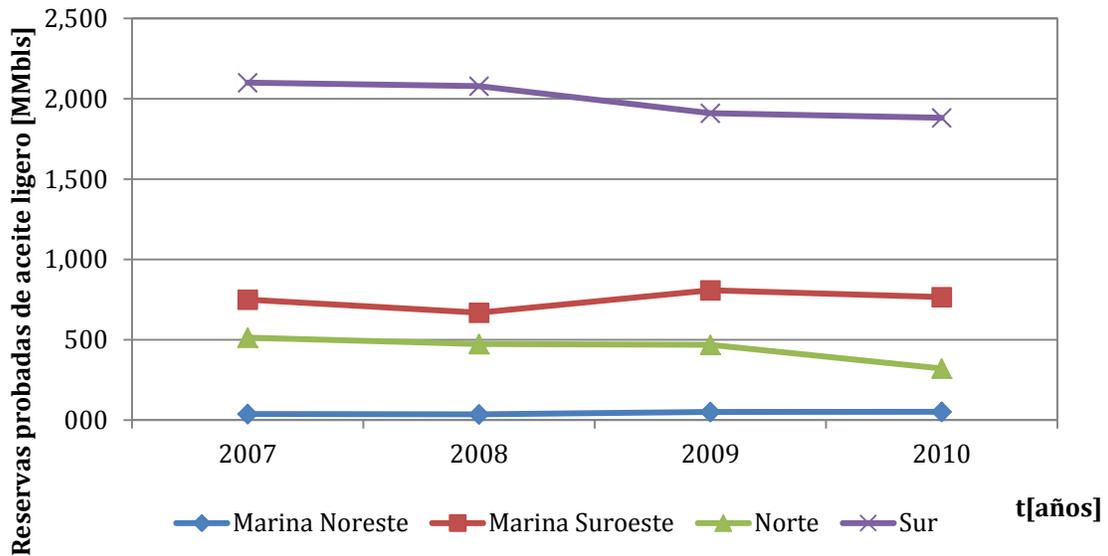


Gráfico 9.- Reservas probadas de aceite ligero por región

## Reservas probadas de aceite superligero por región

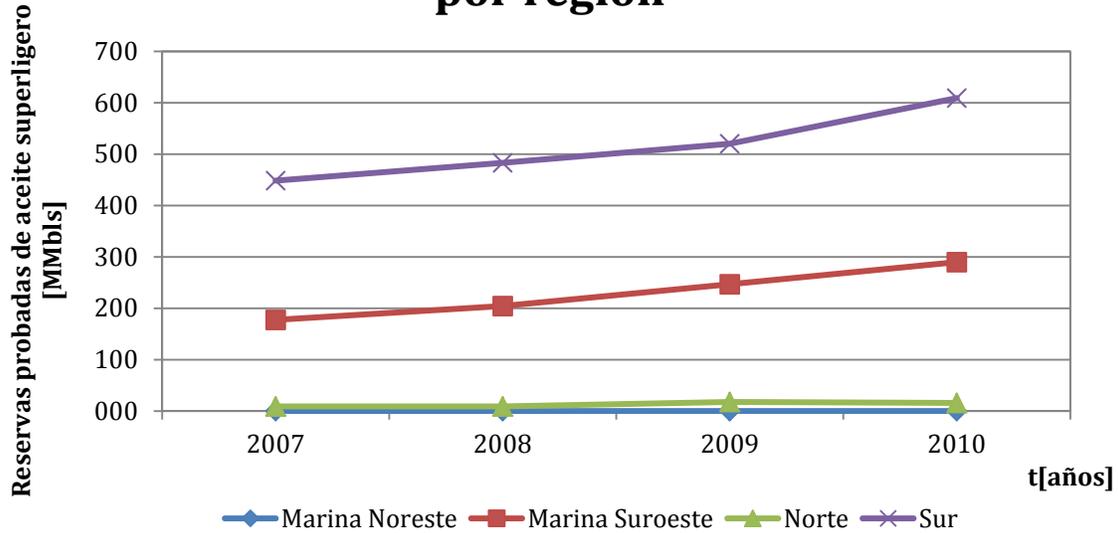


Gráfico 10.- Reservas probadas de aceite superligero por región

Y ¿dónde se encuentra México en el plano internacional? Hasta el 1 de enero del año pasado ocupamos el lugar 17<sup>o</sup> en cuanto a reservas de crudo y el 36<sup>o</sup> a lo que se refiere a reservas de gas seco. En la tabla 4 se muestra un comparativo con los otros países:

Posición	País	Crudo (incluye condensados y líquidos del gas natural)	Posición	País	Gas seco
		MMbbls			MMMpc
1	Arabia Saudita	259,900	1	Rusia	1,680,000
2	Canadá	175,214	2	Irán	1,045,670
3	Irán	137,620	3	Qatar	899,325
4	Irak	115,000	4	Turkmenistán	265,000
5	Kuwait	101,500	5	Arabia Saudita	263,000
6	Venezuela	99,377	6	Estados Unidos de América	244,656
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800	7	Emiratos Árabes Unidos	214,400
8	Rusia	60,000	8	Nigeria	185,280
9	Libia	44,270	9	Venezuela	175,970
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Irak	111,940
12	Qatar	25,410	12	Australia	110,000
13	China	20,350	13	China	107,000
14	Estados Unidos de América	19,121	14	Indonesia	106,000
15	Brasil	12,802	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	<b>México</b>	<b>11,691</b>	36	<b>México</b>	<b>11,966</b>

Tabla 4- Clasificación de los países productores de hidrocarburos de acuerdo a sus reservas Fuente: SENER

## Clasificación de los países según sus reservas de crudo

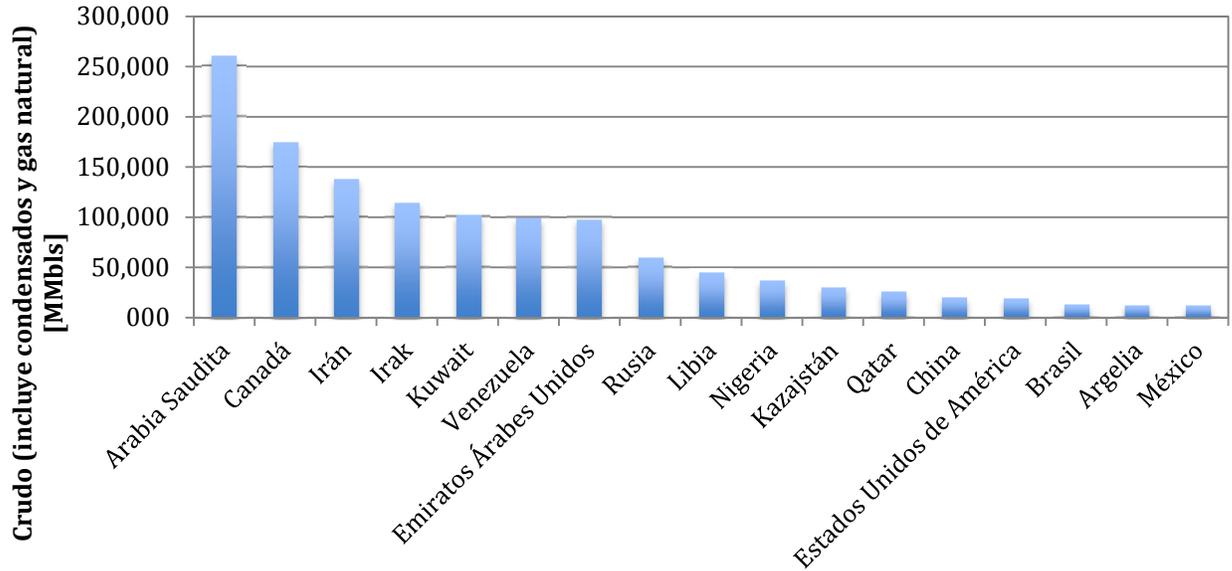


Gráfico 11.- Clasificación de los países productores de hidrocarburos de acuerdo a sus reservas de crudo  
Fuente: SENER

## Clasificación de los países según sus reservas de gas seco

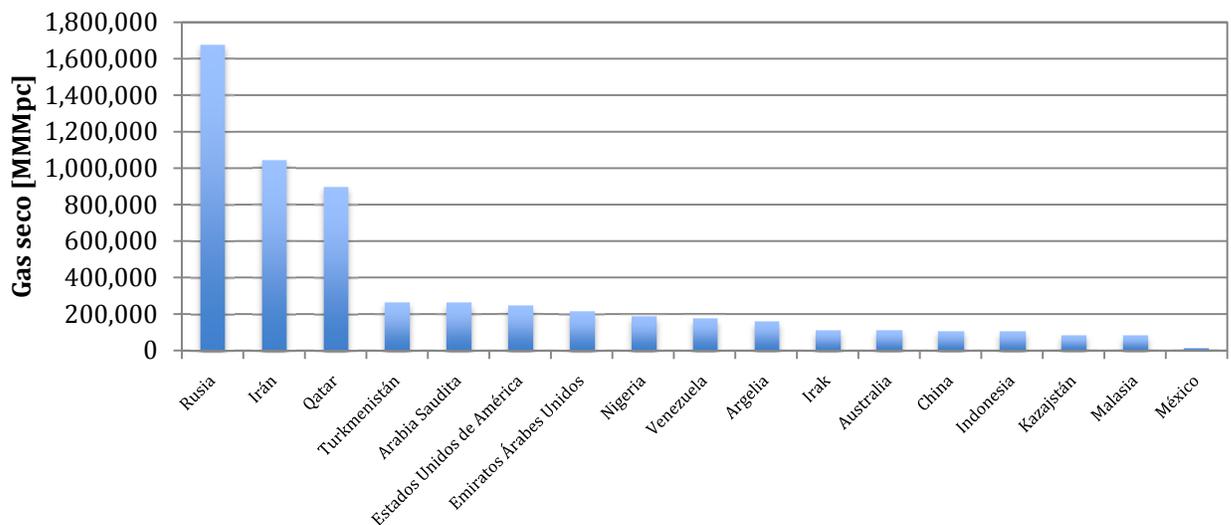


Gráfico 12.- Clasificación de los países productores de hidrocarburos de acuerdo a sus reservas de gas seco  
Fuente: SENER

### 1.5.- Métodos de Cálculo para la Estimación de Reservas

<b>Métodos de Estimación de Reservas</b>	
<b>Volumétrico</b>	
<b>Requerimientos</b>	Se requiere de información proveniente de un pozo: registros y/o núcleos, estimación del área de drene, factor de recuperación y propiedades de los fluidos
<b>Ventajas</b>	Requiere muy poca información y es relativamente rápido
<b>Desventajas</b>	Es necesario realizar ciertas suposiciones (área, factor de recuperación, etc.) que podrían no ser reales. Se pueden presentar graves errores
<b>Características</b>	Consiste en la determinación del volumen original de hidrocarburos (N) multiplicado por un factor de eficiencia de recuperación, el cual es estimado. El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, los valores promedio de la porosidad y la saturación de aceite, a partir de datos de registros de pozos y análisis de núcleos, y el factor de volumen de aceite, de análisis PVT o de correlaciones
<b>Curvas de Declinación</b>	
<b>Requerimientos</b>	Es necesario contar con una historia de producción
<b>Ventajas</b>	No se realizan suposiciones con respecto al área, tipo u otras propiedades del yacimiento. Sólo es necesario contar con el histórico de producción. Es muy rápido y muy exacto bajo ciertas circunstancias
<b>Desventajas</b>	El pozo debe producir bajo condiciones constantes. No se puede aplicar a todos los yacimientos. Puede presentar diversas soluciones por lo que es un método ambiguo
<b>Características</b>	La suposición más importante es que todos los factores que influenciaron la curva de comportamiento de la producción en el pasado, permanezcan efectivos durante la vida productiva. Muchos factores afectan los ritmos de producción y consecuentemente, las curvas de declinación
<b>Balance de Materia</b>	
<b>Requerimientos</b>	Se requiere del histórico de producción, propiedades de los fluidos, propiedades de la roca y datos de presiones
<b>Ventajas</b>	No se realizan suposiciones en: área, espesor y factor de recuperación. Se pueden calcular volúmenes de aceite y gas en el yacimiento, reservas recuperables, el tamaño del casquete de gas y la entrada de agua. Es poco sensible a la porosidad y la saturación de agua
<b>Desventajas</b>	Las predicciones son sensibles a las permeabilidades relativas, la presión generalmente no se tiene disponibles. Requiere de más información que la que se ha mencionado si se desean pronósticos avanzados
<b>Características</b>	Está basado en la ley de conservación de la masa, la cual estipula que la masa no se crea ni se destruye, sólo se transforma. Los supuestos básicos son: (1) Modelo de tanque homogéneo (propiedades de roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento), (2) la producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección, (3) no hay dirección de flujo de fluidos
<b>Simulación Numérica</b>	
<b>Requerimientos</b>	En cada celda: permeabilidad, porosidad, espesor, elevación, saturación (inicial), presión inicial, compresibilidad de la roca En cada pozo: localización, intervalo productor, índices de producción contra tiempo, presión contra tiempo Para cada tipo de roca: permeabilidad relativa de cada fase, presiones capilares Para cada tipo de fluido: factor de volumen, viscosidad, solubilidad del gas, densidad Descripción del yacimiento: presencia de fallas y/o acuíferos
<b>Ventajas</b>	Se pueden predecir las producciones de pozos individuales. Una vez obtenida la

	historia de producción se pueden obtener los efectos de diferentes gastos de producción
<b>Desventajas</b>	Es el más costoso, requiere de tiempo para el estudio, cantidad de datos de entrada. Existe más de una solución (generación de escenarios)
<b>Características</b>	<p>Consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de la masa y/o energía, acoplados a ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través del medio poroso. Se requiere del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan al efectuar una simulación.</p> <p>El objetivo primordial de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Con los simuladores se puede: conocer el volumen original de aceite, conocer el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, optimizar los sistemas de recolección, determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamento, estimar los efectos del gasto de producción sobre la recuperación, definir valores de parámetros en el yacimiento para realizar estudios económicos, hacer programas de producción, entre otros.</p>

**Tabla 5- Métodos de cálculo para la estimación de reservas Fuente: Peregrino Chávez, 2005**

### **1.6.- Factores de Recuperación**

El valor que toma el factor de recuperación se encuentra en función del tiempo que el yacimiento se ha encontrado en producción, además de ser función de otros parámetros del yacimiento o del campo, como por ejemplo la etapa de explotación en la que se encuentra y qué tipo de técnicas operativas se han implementado para su explotación. De igual forma, la tecnología que se aplique para el desarrollo y la explotación de un yacimiento es determinante para el factor de recuperación que se alcanzará a lo largo de su vida. (Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México, CNH, 2010)

El factor de recuperación a la fecha de cálculo (FR), en porcentaje, se calcula de la siguiente manera:

$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha (Np o Gp a la fecha de análisis)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento (N o G)}}$$

Las unidades de ambas variables generalmente se presentan en barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bpc) cuando se trata de aceite. En el caso de yacimientos de gas se utilizan millones de pies cúbicos de gas (MMpc) o se puede optar por convertir el volumen de gas a su equivalencia en barriles de petróleo crudo equivalente (bpc), ambos a condiciones de superficie.

Por lo general, en la industria petrolera se acostumbra calcular el factor de recuperación final o esperado al término de la vida del yacimiento. El factor de recuperación final esperado (FRF) en porcentaje se calcula de la siguiente manera:

(FRF) = Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp final) / Volumen original de aceite o gas en el yacimiento (N o G)

Las unidades que se utilizan siguen siendo las que se especificaron antes para el cálculo del factor de recuperación.

Por su parte, para obtener la producción acumulada final esperada se obtiene de varias formas, dependiendo de cada compañía o país, las más utilizadas son:

- Np o Gp final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas
- Np o Gp final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas + Reservas probables

Una vez más se observa la importancia de contar con un cálculo adecuado de las reservas de hidrocarburos con las que se cuenta, debido a que son parte medular de una gran parte de los análisis que se realizan con respecto al yacimiento en la industria petrolera.

A continuación se presentan los diferentes niveles de recuperación que existen en un yacimiento con su correspondiente porcentaje de factor de recuperación, dicho porcentaje es un valor estimado y generalizado, pero podría variar según sea el caso.

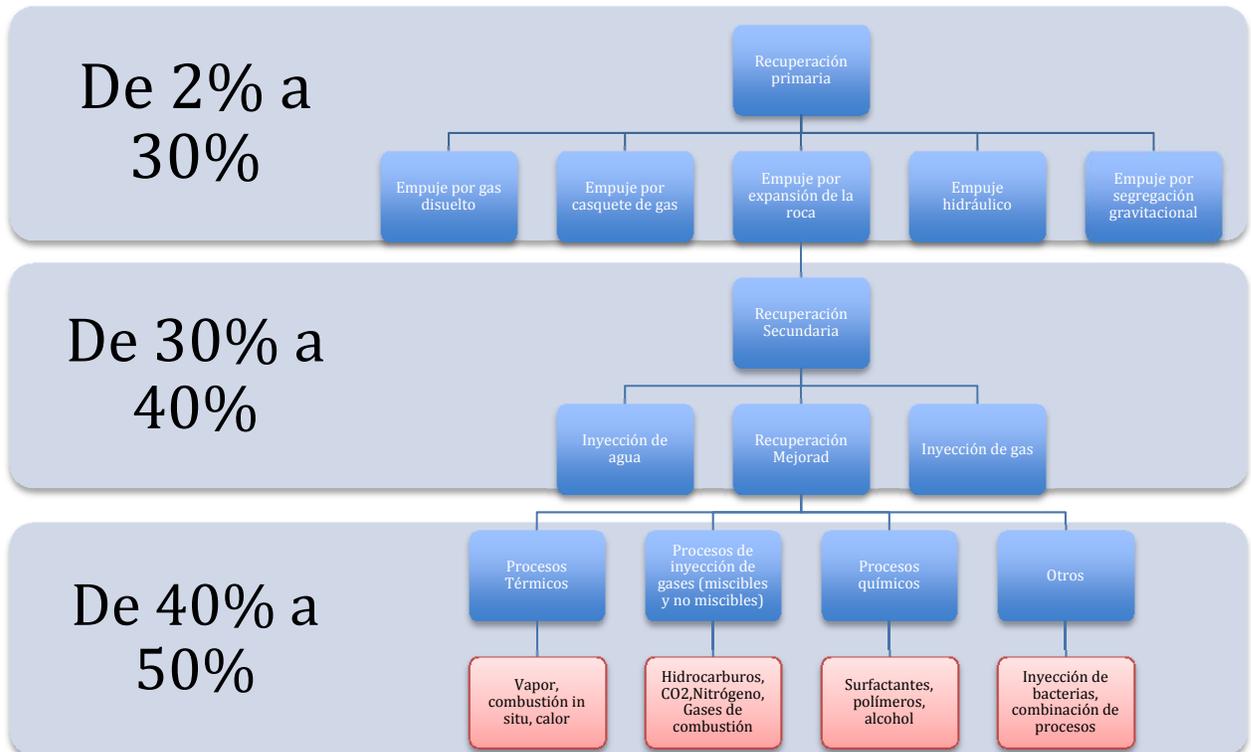


Gráfico 13- Porcentaje de factores de recuperación de acuerdo a su mecanismo de recuperación Fuente: Presentación de PowerPoint para el curso Administración Integral de Yacimientos, F.I. UNAM, 2010.

Los valores del factor de recuperación en algunos países es del siguiente orden:

País	Factor de recuperación en 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

Tabla 6- Factores de recuperación en diversos países Fuente: CNH,2010.

### Factores de recuperación por país

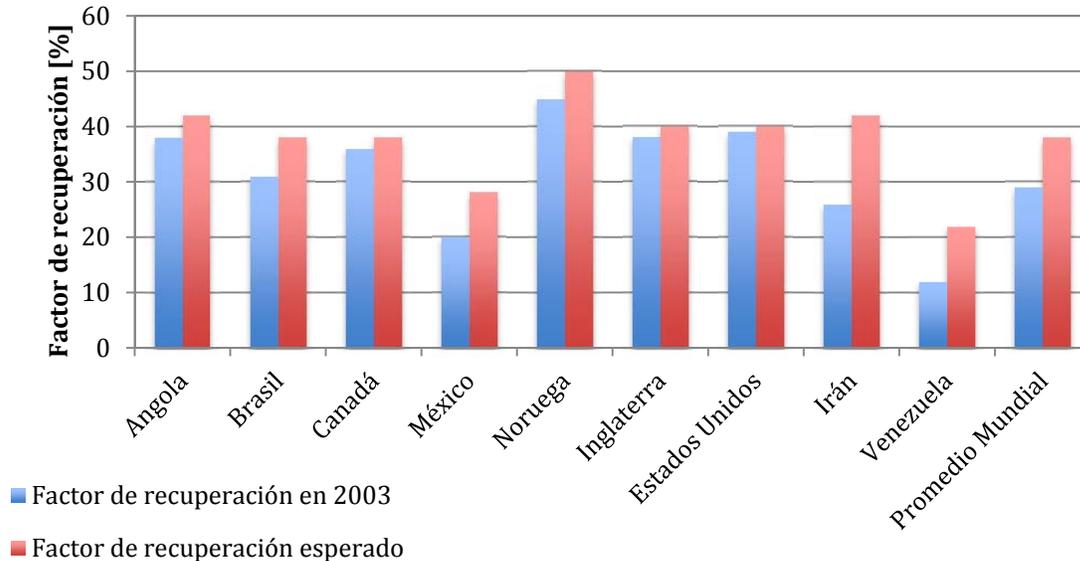


Gráfico 14.- Factores de recuperación en diversos países Fuente: CNH,2010.

Se puede observar en el cuadro superior que México es de los países que en 2003 mantenía uno de los porcentajes de factor de recuperación más bajos, además de que el factor de recuperación final esperado es el segundo más bajo, sólo después de Venezuela. Esto debe presentarse como algo positivo ya que quiere decir que aún existe un gran volumen de reservas esperando a ser explotados en el fondo y es un área de oportunidad para los Ingenieros Petroleros el implementar los procesos correspondientes para poder extraer todos esos hidrocarburos del subsuelo.

Los factores de recuperación por Región para los campos de aceite de Pemex Exploración y Producción, sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) es el siguiente:

Región	Factor de recuperación (porcentaje)
Marina Noreste	29.1
Marina Suroeste	30.8
Sur	23.8
Norte	19.0

Tabla 7- Porcentaje del factor de recuperación en México a nivel regional para aceite crudo Fuente: CNH, 2010

Si se incluyera el Activo Aceite Terciario del Golfo el porcentaje del factor de recuperación para la región Norte cambia a 3%.

En cuanto a los campos de gas la situación se encuentra de la siguiente manera:

Región	Factor de recuperación (porcentaje)
Sur	75.8
Norte	48.9

Tabla 8- Porcentaje del factor de recuperación en México a nivel regional para gas Fuente: CNH, 2010

No se incluyen las regiones marinas debido a que se considera que éstas no cuentan con campos de gas.

A nivel de Activos, el activo Abkatun-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste es el que cuenta con el mayor factor de recuperación con un 37.5%, le sigue Cantarell con 35.2%, Bellota-Jujo con un 24.7%, Cinco Presidentes con 24.4%, Samaria-Luna con 23.7% y Muspac con 22.8%, los demás activos presentan factores de recuperación menores al 20%.

Región	Activo	Factor de recuperación de crudo (porcentaje)
Marina Suroeste	Abkatun-Pol-Chuc	37.5
Marina Noreste	Cantarell	35.2
Sur	Bellota-Jujo	24.7
Sur	Cinco Presidentes	24.4
Sur	Samaria-Luna	23.7
Sur	Muspac	22.8
Norte	Poza Rica-Altamira	19.3
Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	15.7
Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	9.7
Norte	Veracruz	9.0
Sur	Macuspana	7.3
Norte	Aceite Terciario del Golfo	0.1

Tabla 9- Porcentaje del factor de recuperación en México a nivel activos para aceite crudo Fuente: CNH, 2010

En relación a los campos de gas el Activo Macuspana tiene un factor de recuperación de 75.8%, Veracruz 51.5%, Burgos 50.2% y el Activo Poza Rica-Altamira el 7.9%.

Región	Activo	Factor de recuperación de gas (porcentaje)
Sur	Macuspana	75.8
Norte	Veracruz	51.7
Norte	Burgos	50.2
Norte	Poza Rica-Altamira	7.9

Tabla 10- Porcentaje del factor de recuperación en México a nivel activo para gas Fuente: CNH, 2010

## Capítulo II

### Evaluación de Proyectos Petroleros

#### 2.1.- ¿Qué es un Proyecto Petrolero?

En términos generales, un proyecto es un esfuerzo temporal emprendido para crear un producto o un servicio, siguiendo una metodología definida, para lo cual precisa de un equipo de personas idóneas, así como de otros recursos cuantificados en forma de presupuesto.

De acuerdo a los lineamientos oficiales emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos un proyecto de inversión se define como el conjunto de obras y acciones que se llevan a cabo para la construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de solucionar una problemática, atender una necesidad específica o desarrollar una oportunidad de negocio que capture el valor económico a lo largo del tiempo. (CNH, 2009)

En la cadena de valor de los proyectos de Pemex- Exploración y Producción, de acuerdo a la guía VCD institucional, los proyectos de inversión en Pemex-Exploración y Producción se dividen en proyectos de Exploración y proyectos de Explotación (ilustración 3).

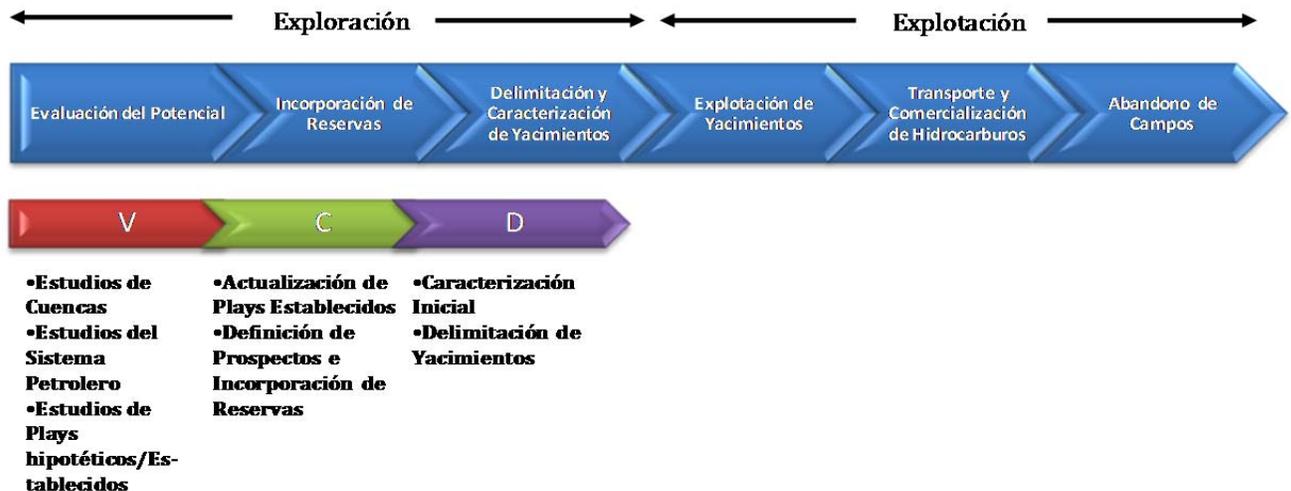


Ilustración 3.- Cadena de Valor de los Proyectos en Pemex-Exploración y Producción

Los proyectos de Exploración son el conjunto de actividades de campo y gabinete asociadas a elementos físicos que deberán llevarse a cabo apegadas a las mejores prácticas (acciones o recomendaciones publicadas, tecnologías empleadas o destrezas industriales instrumentadas en el mundo, que permiten elevar la eficiencia para

alcanzar un objetivo o resultado con un menor requerimiento de recursos) con el objeto de identificar acumulaciones de gas y aceite en el subsuelo, y una vez descubiertas, evaluar sus características y reservas asociadas.

Por otra parte, un proyecto de explotación se define como el conjunto de actividades de campo o gabinete asociadas a elementos físicos con el propósito de generar valor económico a través de la explotación óptima de reservas de hidrocarburos asociadas a un yacimiento o yacimientos de acuerdo a la normatividad vigente.

El objetivo de los proyectos de Exploración es la incorporación de reservas para la compañía o país.

La visualización en Exploración es la primera fase del VCD del proceso de Exploración, en la cadena de valor del negocio petrolero y específicamente en los proyectos de Pemex-Exploración y Producción. Los objetivos y alcances en este proceso consiste en: identificar, analizar, evaluar y jerarquizar áreas de interés petrolero y Plays, así como identificar y evaluar los sistemas petroleros a fin de constituir un portafolio de oportunidades exploratorias que permita estimar los recursos petroleros potenciales del país, todo ello alineado con el Programa Estratégico de Pemex-Exploración y Producción.

La conceptualización en Exploración es la segunda fase del VCD dentro del proceso de Exploración de los proyectos de Pemex-Exploración y Producción. Los objetivos y alcance en esta fase consisten en descubrir y evaluar nuevas reservas de hidrocarburos, buscando maximizar el valor del negocio en el largo plazo. Ello se logra a través de un análisis geológico más profundo de los elementos de uno o más sistemas petrolero, la definición y evaluación de los Plays establecidos y de los prospectos exploratorios.

La definición es la tercera fase del proceso VCD de Exploración, la cual es realizada por el equipo multidisciplinario del proyecto integral, en forma conjunta con el VCD-Visualización de Explotación. Los objetivos y alcances planteados en esta etapa se refieren a determinar la extensión horizontal y vertical de los yacimientos descubiertos por medio de la caracterización inicial detallada de las roca almacén, con el fin de reducir la incertidumbre en la geometría y dimensiones de la trampa y/o yacimientos y la estimación de reservas 3P y así realizar la valorización del campo/yacimiento descubierto, estableciendo un Plan de Desarrollo Preliminar.

Un proyecto petrolero representa el enlace entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la asignación de presupuesto. Un proyecto petrolero puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un sólo yacimiento o campo, o un desarrollo incremental en un campo productor, o el desarrollo integral de un grupo de varios campos y sus instalaciones asociadas con un dueño común. En general, un proyecto individual representa un nivel de madurez específico en el cual una decisión es basada en proceder o no (por ejemplo, invertir recursos), y debe haber un rango asociado de recursos recuperables estimados para dicho proyecto.

Para que se puedan generar diversos proyectos petroleros, ya sea en exploración o en explotación, debe existir un recurso en el fondo y si es posible una estimación de una reserva para que dichos proyectos puedan estar basados en ese volumen de hidrocarburos que se desea recuperar del subsuelo. Por lo tanto, las reservas son el punto de partida para que un proyecto petrolero pueda ser viable y se inicie el proceso de análisis y optimización del mismo.

Un proyecto está muy ligado a el plan de desarrollo, debido a que este último conlleva todo lo referente a las especificaciones del diseño, tiempo y costos estimados, incluyendo, pero no limitado a: técnicas de terminación de pozos, métodos de perforación, instalaciones de proceso, transporte y venta.

Dentro del flujo de trabajo de la Administración de Proyectos la primera etapa del proceso consiste en identificar oportunidades de inversión y demostrar su capacidad para generar ganancias.

## **2.2.- Metodología de la Formulación y Evaluación de Proyectos.**

El proceso de evaluación económica de proyectos sigue cinco etapas:

- Visualizar y definir oportunidades de inversión
- Demostrar la existencia de un mercado demandante del producto y prever una política adecuada de comercialización y asignación de precios
- Realizar un análisis técnico con el objetivo evaluar si es la mejor opción técnica-operativa
- Realizar la evaluación económica de proyectos
- Ordenar y sistematizar la información de carácter económico que servirá como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto
- Definir si el proyecto es capaz de generar ganancias

Como una particularidad de un proyecto en la industria petrolera, el primer paso del proceso de la evaluación económica de proyectos consiste en la identificación de la oportunidad a la cual se pretende asignar un determinado monto de capital, a ésta se le conoce como “Unidad de Inversión” y es definida como el conjunto mínimo de todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor. De hecho, una recomendación en las áreas de planeación de la industria consiste en documentar cada proyecto como una unidad de inversión o como un conjunto de las mismas dependiendo del tamaño y alcance de dicho proyecto.

La siguiente etapa dentro del proceso de la evaluación económica de proyectos es demostrar la existencia de un mercado demandante del producto. Este análisis tiene como objetivo proporcionar el entorno económico y de mercado en que se desarrollarán los proyectos de inversión. En el Estudio de Mercado de Hidrocarburos se analiza el comportamiento histórico de la demanda, la oferta y el precio de los

hidrocarburos y sus derivados, así como de los factores de riesgo tanto de tipo político como de tipo naturales, entre los que destacan: conflictos bélicos, la industrialización, desastres naturales, entre otros.

En la tercera etapa del proceso se lleva a cabo el estudio técnico el cual corresponde a un análisis profundo y objetivo por especialistas del tema que se trate. Esta etapa del proceso permite comparar y evaluar diversas alternativas técnicas de solución del proyecto y detectar posibles problemas técnicos, además que los formuladores deberán cuantificar el monto al cual asciende la inversión para la tecnología elegida y los costos que generará su funcionamiento.

La cuarta etapa del proceso es realizar la evaluación económica de los proyectos para obtener la información necesaria, como lo son los indicadores económicos de cada uno de ellos (como lo son el VPN o la TIR) y, en base a dicha información, decidir si el proyecto es rentable.

La quinta etapa del proceso consiste en un análisis el cual tiene como objetivo ordenar y sistematizar la información de carácter económico, se determinan los costos totales y los montos de inversión iniciales y futuros que se podrían requerir; y se elaboran los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto.

La última etapa es la evaluación económica del proyecto. En esta etapa del proceso se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, considerando el proceso de producción, así como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva; además ya se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto, pero aún no se ha demostrado que la inversión propuesta será económicamente rentable

#### 2.2.1.- Variables que intervienen en la evaluación económica.

La evaluación económica de proyectos es el proceso mediante el cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos. Considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente neto de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

Las variables que intervienen en la evaluación son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital. Estas serán determinadas mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos fundamentados en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto.

Entre las variables que se encuentran en la industria petrolera para conocer los ingresos provenientes de los proyectos se encuentran:

Los ingresos generados los cuales serán resultado de la multiplicación entre la producción de hidrocarburos que se estima se alcanzará a partir de la tecnología empleada y el precio que tendrá a la venta en el mercado.

En contraparte, las variables que involucran los egresos de la compañía son los costos de operación que genera la tecnología a emplear y la inversión inicial que ésta requiere para pagar su puesta en marcha. Para conocer los egresos de la compañía basta con sumar estos dos parámetros.

Se debe tener en claro que la determinación de la capacidad de un proyecto para generar valor económico no es tan sencilla como se ha planteado en los párrafos anteriores, esto requiere de un análisis mucho más profundo, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, para lo cual se aplican los métodos de evaluación mencionados anteriormente con los que se obtienen los indicadores económicos que toman en cuenta dicho cambio del valor del dinero a través del tiempo.

Normalmente el precio es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero, ya que éste determinará si es factible realizar una fuerte inversión en tecnología costosa o inclusive invertir en yacimientos con una producción baja. Lo anterior debido a que si el precio de los hidrocarburos está muy por encima de los costos de producción e inversión y esto hace posible que los ingresos superen a los egresos, dando como resultado de la evaluación económica un proyecto capaz de generar ganancias para la empresa.

La determinación del precio de los hidrocarburos es resultado de un análisis del comportamiento histórico de la oferta, la demanda, el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político, económico y técnico como de tipo natural. Por otro lado, el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos, en el caso de México, el precio de la mezcla mexicana es obtenido a referencia del crudo norteamericano "West Texas Intermediate" principalmente y al crudo proveniente del mar del norte (Europa) conocido como "Brent". Ambos son considerados crudos ligeros, se debe recordar que la calidad del petróleo se encuentra determinada por la densidad medida en grados API o la gravedad específica que presenta, siendo de mayor calidad, y por consiguiente de cotización más alta, un crudo ligero que uno pesado.

Cómo se ha mencionado anteriormente en este capítulo, la producción al igual que el precio son las variables que más impactan el resultado final de la evaluación económica del proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará la puesta en marcha del mismo. En algunas ocasiones la asignación de fondos de un proyecto depende solamente de la magnitud de la producción que haya sido determinada, ya que si un proyecto presenta la factibilidad de una gran producción, la

ganancia acumulada hará del proyecto uno muy rentable. Otra forma de ver lo anterior es que si bien la ganancia por barril de aceite producido no es enorme, el volumen de producción total si sería lo suficientemente grande para justificar el proyectos, y debido a que la cuota de producción es alta el proyecto es capaz de generar ganancias.

La determinación de la producción se lleva a cabo en la etapa del estudio técnico, siendo una función de la tecnología a emplear, la cual ya ha sido determinada mediante un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas con la finalidad de obtener los máximos beneficios cumpliendo con las condiciones presupuestales y operativas. La cuantificación de la producción está dada por estimación de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos en función de las propiedades petrofísicas, ciertas propiedades de los fluidos y de la tecnología que se empleará; se debe recordar que dichas estimaciones son obtenidas de acuerdo a métodos matemáticos tanto de tipo determinista (volumétricos, balance de materia, curvas de declinación, simulación numérica, etc.) así como de tipo probabilista que consideran de manera integral dentro de los cálculos factores como el riesgo y la incertidumbre.

Otra de las variables que sin lugar a dudas es determinante para una evaluación económica de proyectos son los costos de operación. Estos costos son los gastos que se aplican sobre aquellas áreas o rubros que permiten obtener la producción de hidrocarburos de un proyecto petrolero. Los costos de producción son el valor del conjunto de bienes y esfuerzos en que se ha incurrido o se va a incurrir y que se deben asumir para obtener la producción en condiciones de ser entregada para su comercialización.

Como se puede observar, los costos son una variable que impacta de forma directa a la evaluación de un proyecto en el marco de los egresos, y por ende, a la rentabilidad del mismo. Ya que los gastos representan erogaciones de dinero, por parte de la empresa, con el objetivo de establecer y mantener el correcto funcionamiento del proceso de producción.

Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación de las unidades de producto en: variables o fijos. Los costos variables son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción, como por ejemplo: producción de aceite, producción de gas, mano de obra directa, materiales, costos de operación, etc. Por su parte, los costos fijos son aquellos gastos que existen por el simple hecho de existir la empresa y/o el proyecto, así sea que produzca o no, o ya sea que proporcione o no sus servicios; y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa y/o el proyecto. Algunos ejemplos de costos fijos son: costos administrativos, sueldos y honorarios de profesionales, mantenimiento, servicios, impuestos, alquileres, cargos por depreciación de los equipos e instalaciones, etc.

La última variable por analizar es la inversión. Para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en

el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad grande de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión, aunque las inversiones pueden existir en otros periodos de tiempo distintos al tiempo cero. Una definición más moderna y aceptada entre especialistas dice que “la inversión es el proceso por el cual un sujeto decide emplear recursos financieros a cambio de la expectativa de obtener beneficios, a lo largo de un plazo de tiempo previsto, durante el cual el proyecto generará ingresos”, en otras palabras, es la aplicación de recursos financieros públicos o privados, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto (vida útil).

La determinación del monto al cual asciende la inversión es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que ésta es función de la tecnología, la técnica y los métodos que se pretendan emplear. En otras palabras, la inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (pozos, ductos, equipos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización y mejora de éste. Todo monto de dinero que no sea destinado a la actualización, mejora, beneficio adicional, arranque, etc. de un proyecto es considerado como un costo operativo.

#### 2.2.2.- Indicadores económicos

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinará la rentabilidad del proyecto, es decir, si será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo con respecto del tiempo.

##### 2.2.2.1.- Valor presente neto

El valor presente neto (VPN) es uno de los indicadores económicos más utilizados en la industria petrolera porque es de muy fácil aplicación y además, todos los ingresos y egresos futuros se transforman a su correspondiente valor al día del análisis. Permitiendo ver de una manera más sencilla si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento previamente determinada, con la finalidad de considerar las variaciones del dinero con el tiempo, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial.

La expresión matemática que nos permite realizar el cálculo del VPN es:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 1- Valor Presente Neto

Donde:

VPN= valor presente neto

$S_t$  = flujo de efectivo neto del período t (ingresos – egresos)

n = número de periodos de vida del proyecto

i = tasa de descuento considerada

t= período en el que nos encontramos

Los criterios que se deben tomar en consideración al analizar el resultado del VPN son: Si el VPN es mayor que cero se obtienen ganancias con el proyecto, si el VPN es igual a cero con el proyecto no se obtienen ganancias, si el VPN es menor que cero se pierde capital con el proyecto.

Las ventajas del método de análisis del VPN son:

- Considera el valor del dinero en el tiempo
- Considera en el análisis todos los flujos netos de caja; así como sus vencimientos

Las desventajas del método son las siguientes:

- Presenta dificultad para determinar la Tasa Interna de Retorno
- El VPN mide la rentabilidad en valor absoluto, ya que depende de la inversión inicial; por lo que si se deben comparar proyectos con distinta inversión inicial se debe relativizar el VPN, a fin de obtenerlo por cada unidad de capital invertido
- El VPN depende del horizonte de análisis económico de la inversión; por lo tanto, si se deben comparar proyectos con distinta duración se debe relativizar el VPN a fin de obtenerlo para el mismo periodo año con año

#### 2.2.2.2.- Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, en otras palabras, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros. Por lo tanto, la tasa interna de

retorno de una propuesta de inversión es aquella tasa de interés  $i$  que satisface la siguiente ecuación:

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

Ecuación 2- Tasa Interna de Retorno

Donde:

$S_t$ = flujo de efectivo del período  $t$

$n$ = vida de la propuesta de inversión

$i$  = tasa interna de rendimiento

$t$ = período en el que nos encontramos

Se puede observar que la fórmula para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) es la misma que para calcular el VPN pero igualada a cero. La TIR determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de la TIR en la industria petrolera se encuentran:

- El tiempo; mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementará cada vez más debido a que el valor actual de la inversión estará más susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor
- El sector bancario; debe ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar en alguna otra que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En pocas palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos
- El sector político; tiene gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Un ejemplo claro sería si el estado decidiera aumentar los impuestos a las importaciones, en tal caso todas las compañías que se dediquen a esta actividad se verían afectadas y tendrían que emprender algunas acciones para contrarrestar el efecto de dicho aumento en los impuestos

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa mínima aceptable o tasa de retorno requerida, esto queda expresado como:

$$I \text{ (T.I.R.)} > K \text{ (tasa de retorno requerida)}$$

Las ventajas del método de análisis de la TIR son:

- Considera el valor del dinero en el tiempo
- Está estrechamente relacionado con el VPN, suele dar como resultado decisiones idénticas
- Es de fácil comprensión y comunicación

Las desventajas del método son:

- Podría dar como resultado múltiples respuestas
- Existe la posibilidad de que no opere con flujos de efectivo no convencionales
- Probablemente conduzca a decisiones incorrectas en las comparaciones de inversiones mutuamente excluyentes

Sin embargo, es necesario considerar que existen cuatro interpretaciones diferentes para la Tasa Interna de Retorno. Las cuales son:

- Tasa hasta donde podría ascender el costo de capital para que la ganancia fuera cero
- Rentabilidad o tasa de rendimiento del negocio para el caso en que fuera posible reinvertir los ingresos en el mismo
- Rentabilidad del saldo no recuperado de la inversión
- Rapidez de recuperación de la inversión

Hay la tendencia generalizada a interpretarlo indiscriminadamente como una tasa de rendimiento del negocio que sin más puede ser comparada con las tasas bancarias, interpretación que pudiera conducir a conclusiones y decisiones equivocadas. (Solórzano, 1996)

La primera interpretación, tasa hasta donde podría ascender el costo de capital para que la ganancia fuera cero, se deriva de la expresión:

$$C = \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1 + t_{ir})^k}$$

**Ecuación 3.- Expresión de cálculo de la inversión inicial para la primera interpretación de la TIR**

Dónde C es la inversión inicial y los elementos de la sumatoria son los ingresos netos. La obtención del valor de  $t_{ir}$  a partir de la ecuación 3, que es un polinomio de grado  $n$ , tiene que hacerse por ensaye y error ya que no hay fórmulas para resolverlos directamente para valores de  $n$  mayores a cuatro. El procedimiento consiste en calcular el valor de  $\Sigma$  para diversas tasas, hasta que sea igual a C.

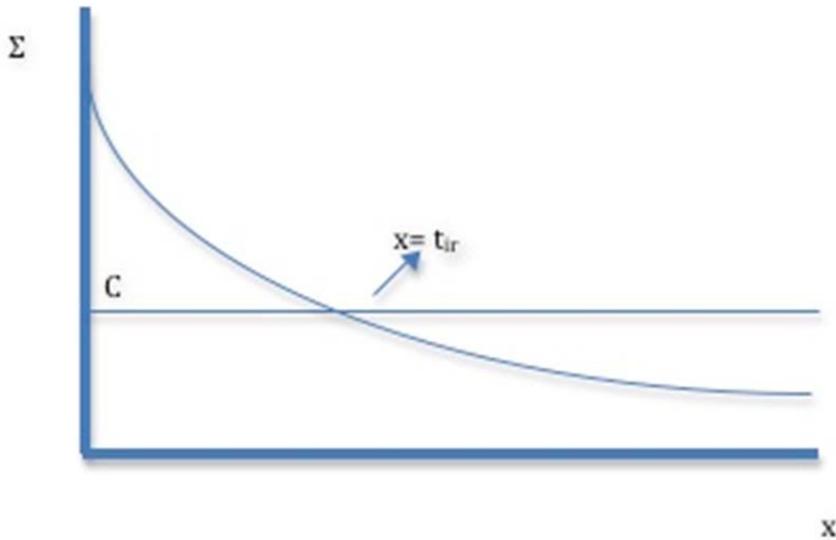


Ilustración 4.- Primera interpretación TIR

Como puede apreciarse en la ilustración 3, cuando la sumatoria  $\Sigma$  es igual a  $C$  la tasa de interés es  $t_{ir}$ .

La segunda interpretación, rentabilidad o tasa de rendimiento del negocio para el caso en que fuera posible reinvertir los ingresos en el mismo, es necesario suponer que los ingresos se reinvierten en el negocio a medida que se van obteniendo para que “ganen intereses” a la tasa de rentabilidad del negocio  $r$ , la cual es al mismo tiempo mayor que  $i$ . De esta manera al transcurrir  $n$  periodos se habrá logrado reunir la cantidad que es equivalente a la obtenida cuando los ingresos se depositan en un fondo a la tasa  $i$  tal que

$$C(1+r)^n = I_1(1+r)^{n-1} + I_2(1+r)^{n-2} + I_3(1+r)^{n-3} + \dots + I_{n-1}(1+r) + I_n$$

Expresión que si es dividida entre  $(1+r)^n$  queda

$$C = \frac{I_1}{1+r} + \frac{I_2}{(1+r)^2} + \frac{I_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+r)^n}$$

Que es la misma expresión planteada para la primera interpretación de la tasa interna de retorno (ecuación 3), y de la cual, por ensaye y error, se obtiene  $r$  que es la  $t_{ir}$ .

□

Por lo tanto, y en virtud de que reinvertir permanentemente los ingresos, supuesto básico de este enfoque, no siempre es factible, la tasa interna de retorno se puede interpretar como una tasa de rendimiento optimista, que raras veces puede ocurrir en la práctica.

La tercera interpretación, rentabilidad del saldo no recuperado de la inversión, se ejemplificará por medio de la consideración de un proyecto cuya vida útil es de sólo tres periodos. Los ingresos netos serán  $I_1, I_2$  e  $I_3$  y  $C$  la inversión inicial.

El capital  $C$  permanece invertido en su totalidad durante el primer periodo, y en virtud de que en el negocio “gana intereses” a la tasa  $r$  al final del periodo se convierte en

$$C(1+r)$$

Al terminar el primer periodo el negocio devuelve una parte de lo invertido, que es el ingreso  $I_1$ , de manera que durante el segundo periodo sólo permanece invertida la cantidad

$$C(1+r) - I_1$$

Esta cantidad, mientras permanece invertida, gana intereses a la tasa  $r$ , convirtiéndose al término del segundo periodo en

$$[C(1+r) - I_1](1+r) = C(1+r)^2 - I_1(1+r)$$

Y exactamente en este momento (final del periodo dos) el negocio devuelve al inversionista la cantidad  $I_2$  de manera que durante el tercer periodo ya sólo estará invertida la cantidad

$$C(1+r)^2 - I_1(1+r) - I_2$$

Por los intereses que esta cantidad genera dentro del negocio, al terminar el periodo tres se convierte en

$$[C(1+r)^2 - I_1(1+r) - I_2](1+r) = C(1+r)^3 - I_1(1+r)^2 - I_2(1+r)$$

Al término del periodo tres el negocio regresa la última cantidad, que es  $I_3$ , de tal forma que toda la inversión se ha recuperado y se cumple la expresión

$$C(1+r)^3 - I_1(1+r)^2 - I_2(1+r) - I_3 = 0$$

Que arreglada de diferente manera es la expresión para calcular la tasa interna de retorno

$$C = \frac{I_1}{1+r} + \frac{I_2}{(1+r)^2} + \frac{I_3}{(1+r)^3}$$

La cuarta interpretación, rapidez de recuperación de la inversión, es un concepto difícil de explicar por lo que se buscará su comprensión por medio de ejemplos. Suponer que hoy se deposita un capital de \$85,000 en una cuenta del banco para

□

recuperarlo a través de cuatro retiros anuales de \$37,280.79 cada uno, después de los cuales no quedará dinero alguno en esa cuenta. Esto da cabida a las preguntas ¿a qué velocidad, ritmo o tasa se recupera el capital?, es decir, ¿cuál fue la tasa de interés bancaria aplicada a dicha operación?

El problema consiste entonces en despejar  $i$  de la expresión

$$85,000 = \frac{37,280.79}{1+i} + \frac{37,280.79}{(1+i)^2} + \frac{37,280.79}{(1+i)^3} + \frac{37,280.79}{(1+i)^4}$$

o bien,  $85,000 = 37,280.72 \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$

De dónde, por ensaye y error,  $i=0.27$ . De esta forma se dice que la rapidez de recuperación del capital es del 27% anual. (Solórzano, 1996)

### 2.2.2.3.-Índice de Utilidad de la Inversión

El método puede ser expresado en una simple pregunta ¿cuánto voy a obtener a partir de lo que invierto? , es decir, que es una relación cuyo resultado nos indica el monto a obtener por cada unidad de capital invertida. Se debe cuidado al interpretar éste indicador económico pues puede ser originado de diversas formas y por ende su interpretación debe ajustarse a la forma en que fue obtenido. Para efectos de ésta tesis se utilizaran como variables el VPN en el numerador y el VPI en el denominador.

$$\text{Índice de Utilidad de la Inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

#### Ecuación 4- Índice de Utilidad de la Inversión

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio del índice de utilidad de la inversión (IUI) parte de la premisa que los beneficios deben exceder siempre a los costos. Si el IUI es mayor que 1 el proyecto es favorable, es decir que es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. En contraparte, si la relación es menor que 0, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable.

Si por alguna cuestión el IUI es igual a 0, debido a que los beneficios (VPN) son iguales a cero, cubre apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de actualización. Esto en un proyecto de inversión estatal o del gobierno puede ser aprobado ya que podría tener como finalidad lograr un bien social, como lo es la construcción de un hospital o la generación de nuevos empleos. Si se trata de proyectos de inversión privada, que no es el caso de los proyectos petroleros en México, los criterios varían pero sin lugar a dudas el IUI debe ser mucho mayor que 0, ya que en los proyectos de iniciativa

privada la primera comparación que se hace es considerando el beneficio que se obtiene si el capital de la inversión se coloca a una tasa de interés  $i$  en alguna institución bancaria, si el beneficio es menor o igual a los réditos que arroja el banco casi siempre se desecha el proyecto y la evaluación recomienda no invertir en el mismo.

#### 2.2.2.4.- Período de recuperación de la inversión

Este método también es denominado como “payback” y consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir que se trata de calcular el período necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

El método de análisis del período de recuperación de la inversión permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre se le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación.

La base de este análisis es la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de ganancias acelerada. Como aspecto negativo, el método sólo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera los flujos que se obtienen después de este plazo, es decir que no determina lo valioso que puede llegar a ser un proyecto.

El período de recuperación se obtiene sumando los flujos netos de caja actualizados, solamente hasta el período en que se supera la inversión inicial. Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el período de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo que el proyecto resulta indiferente, no se gana ni se pierde dinero.

El método de análisis de período de recuperación presenta la siguiente ventaja:

- Permite conocer el tiempo en el que se recuperará la inversión

Por otra parte, sus desventajas son:

- No considera a los flujos netos de caja posteriores al período de recuperación
- No mide la rentabilidad del proyecto

2.2.2.5.- Límite económico

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos y donde el flujo de caja acumulado cambia de pendiente de positiva a negativa. Es decir que se trata de un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de operación han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Un proyecto nunca debe exceder su período de vida útil o límite económico, pues esto repercutiría en pérdidas para la compañía. A no ser que se trate de un proyecto estratégico, cuya finalidad no es la maximización de las ganancias, sino la generación de nuevos empleos, la toma de información o la creación de un servicio a la comunidad, entre otros.

El criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor que el período de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar a la inversión inicial.

2.3.- Procedimiento para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión

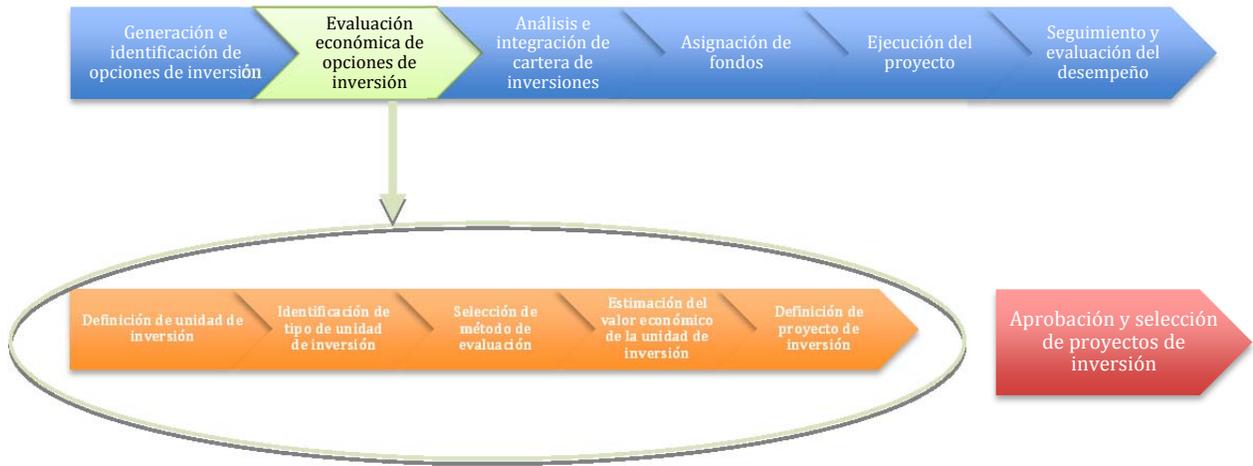


Gráfico 15- Procedimiento para la evaluación económica de proyectos de inversión Fuente: McKinsey y Pemex Exploración y Producción

El primer punto a revisar del gráfico 15 es generar diversas alternativas de inversión, en este paso es cuando el activo se encarga de presentar cuáles son las unidades de inversión que son necesarias para el desarrollo de los proyectos o la implementación de mejoras en los mismos.

La evaluación económica de opciones de inversión es el punto en el que se debe estimar el valor económico de las unidades de inversión. Además se deben jerarquizar dichas unidades (cuáles son las más importantes, cuáles son necesarias para asegurar el correcto funcionamiento del proceso de explotación de los hidrocarburos, etc.). Aquí se debe ingresar a un subproceso donde se lleva a cabo lo siguiente:

Se debe recordar que la unidad de inversión es el conjunto de elementos físicos y normativos mínimos requeridos para generar valor económico.

La identificación de tipo de unidades de inversión se debe realizar en base a sus características principales por ejemplo: si se trata de una unidad de inversión de desarrollo, recuperación o un proyecto incremental.

La selección del método de evaluación se debe hacer en base al tipo de unidad de inversión.

El siguiente paso es la estimación del valor económico de la unidad de inversión donde se deben identificar las variables que alterarán el valor económico para la vida útil de la inversión. Estas pueden ser: reservas, producción, costos de operación, inversiones, etc.

Finalmente al definir la unidad de inversión se debe analizar, jerarquizar y seleccionar alternativas con base a criterios como lo son: el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión, la relación beneficio-costos, y cualquier otro indicador que se considere adecuado. De igual forma se deben agrupar las unidades de inversión en forma de proyectos donde aplique, algunos analistas podrían preferir realizar el análisis a nivel de unidades de inversión y no agrupados como proyectos.

Una vez finalizado el subproceso seguimos con el análisis e integración de la cartera de inversiones donde debemos realizar una evaluación técnica y seleccionar las unidades de inversión más adecuadas además de integrar la cartera de inversiones.

La asignación de fondos como su nombre lo dice es la presupuestación de fondos para inversiones y gastos en programas específicos en un período de tiempo establecido.

La ejecución del proyecto se refiere a la construcción de los activos físicos que conformen dicho proyecto y el llevarlo a operación y producción.

El paso final es realizar un seguimiento y evaluación del desempeño que muestre el proyecto una vez instalado, este proceso se debe realizar siempre en cada proyecto o cada decisión que se tome a forma de asegurar que se ha logrado el objetivo por el cual el proyecto o la decisión fue implementada.

Debemos tener siempre en cuenta que las unidades de inversión se encuentran siempre presentes a lo largo de la vida de un campo, desde la evaluación del potencial del mismo, la incorporación de reservas, caracterización, etc. Hasta llegar a su abandono pasando por todos los procesos de desarrollo y explotación del yacimiento. Asimismo las unidades de inversión se encuentran presentes en todos los niveles de administración posible, a nivel grupo de pozos, yacimiento, campo, activo, región y nacional.

Dado lo anterior podemos asegurar que el proceso de evaluación económica es de suma importancia a lo largo de la vida de un proyecto petrolero y que sin este proceso no se podría obtener el máximo valor económico de los hidrocarburos.

La clasificación de las unidades de inversión se explicará en el gráfico 16 :

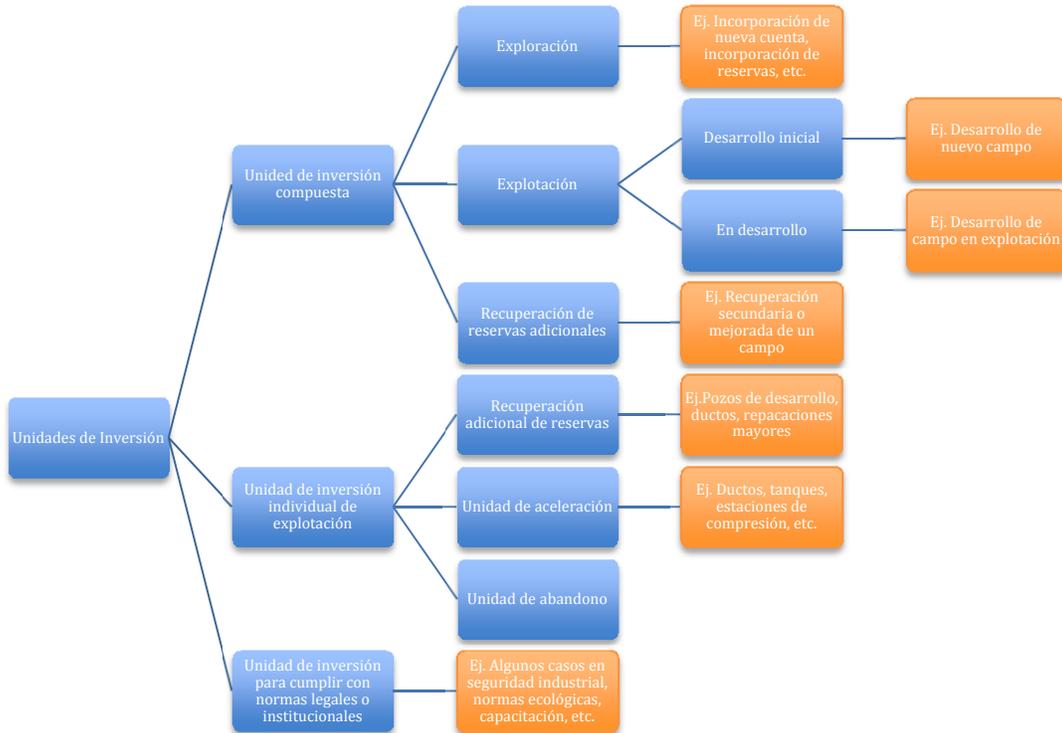


Gráfico 16-Clasificación de las unidades de inversión y/o proyectos Fuente: McKinsey y Pemex Exploración y Producción

Las unidades de inversión pueden encontrarse en todas las etapas de la vida productiva de un campo, como se observa en el gráfico 16 existen unidades de inversión desde la etapa de exploración, hasta aquellas en el abandono del campo o del yacimiento.

**2.4.- Análisis Probabilista.**

La evaluación probabilista de proyectos es un proceso fundamentado en el análisis matemático-financiero, estadístico y probabilista, que permite determinar con certeza los riesgos e incertidumbres inherentes al negocio petrolero, brindando la flexibilidad necesaria, requerida por las compañías, para definir el grado de riesgo que pueden tolerar (aversión al riesgo) sin comprometer su bienestar y su patrimonio.

Este proceso toma en consideración a la incertidumbre y el riesgo asociado con las variables involucradas en la evaluación, mediante la construcción de distribuciones de

probabilidad de ocurrencia para las mismas, arrojando como resultado distribuciones de probabilidad de ocurrencia para los indicadores económicos-financieros.

En una evaluación probabilista de proyectos la construcción de las distribuciones de probabilidad para cada uno de los parámetros no siempre resulta necesario, los expertos recomiendan ahorrar tiempo de cómputo al establecer la construcción de distribuciones de probabilidad únicamente para las variables que ejercen un fuerte impacto en el resultado final. Esto con el objetivo de acelerar el proceso y disminuir el costo, esfuerzo y tiempo que implica procesar información que hasta podría resultar irrelevante, además que el proceso anterior ayuda a captar la esencia de un problema al determinar los factores más importantes dentro del mismo. De igual forma, ayuda a las personas que toman las decisiones a concentrarse solamente en los aspectos que juegan un papel determinante en el resultado.

La complejidad característica de la toma de decisiones en la industria petrolera responde al grado de incertidumbre que presentan las variables involucradas en el proceso de evaluación como lo son la producción, el precio, los costos y las inversiones principalmente. Una gran cantidad de métodos han sido desarrollados con la finalidad de modelar el riesgo y la incertidumbre inherentes a las variables ya mencionadas, y que al mismo tiempo permita a quienes toman las decisiones realizarlas fundamentados en bases más sólidas y con la mayor probabilidad de éxito.

### **2.5.- Análisis de sensibilidad (Diagrama de Tornado)**

Un análisis de sensibilidad es el proceso mediante el cual son determinadas las variables que impactan de manera más significativa los resultados finales.

La herramienta desarrollada con la finalidad de realizar el análisis de sensibilidad es conocida con el nombre de diagrama de tornado. El diagrama de tornado es un esquema que muestra de manera gráfica, en orden descendente a las variables con mayor influencia en el resultado final. La creación de un diagrama de tornado se encuentra fundamentada en la construcción de tres escenarios que representen la incertidumbre de las variables, por lo tanto se genera un escenario pesimista (bajo), un escenario medio (base) y un escenario optimista (alto). Posteriormente se procede a calcular el VPN, a partir de ciertas combinaciones predeterminadas de las variables en diversos escenarios (por ejemplo aumentar y disminuir el precio del barril en 10%, aumentar costos en 15%, etc. Dependiendo del escenario que se busque generar), los resultados se grafican de forma descendente y se determinan aquellas variables que más impacto generan en los resultados y por consiguiente también las que impactan en menor medida.

### **2.6.- Árboles de decisión**

Las decisiones en la industria petrolera determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año, por lo que las decisiones de inversión son las más importantes y difíciles de tomar. La complejidad de una decisión puede variar desde

una simple pregunta como puede ser perforar o no perforar un pozo, la cual puede ser analizada con sólo algunos cálculos, hasta llegar al análisis de niveles de decisión que requieren gran detalle como es el caso del desarrollo de campos situados en aguas profundas, compartimentalizados, o los conocidos como HPHT (alta presión-alta temperatura por sus siglas en inglés). El proceso de análisis para la toma de decisiones por lo general le lleva a una compañía desde unos cuantos meses hasta años de preparación.

Los árboles de decisión son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se presentan como ramas que salen de un punto llamado nodo. Los nodos pueden ser de decisión, en los cuales el encargado en tomarla decide que rama seguir, y de incertidumbre, donde el resultado estará determinado por varias posibilidades. Debido a que los nodos de incertidumbre tienen la finalidad de mostrar en forma simplificada los valores más representativos de las variables definidas por distribuciones continuas por ejemplo: la producción, costos, inversiones, precios, etc. Normalmente se dividen en tres escenarios de probabilidad, uno alto, un escenario base y finalmente un escenario bajo. A cada rama se le asocia el valor monetario que se espera del resultado, además, las ramas que salen de los nodos de incertidumbre se ponderan con la probabilidad de que tal resultado ocurra.

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados y ponderados según las probabilidades asignadas a cada uno de ellos, y de todos los resultados que se ramifican en dicho nodo. De tal forma que al retroceder desde el final o desde el lado derecho del árbol se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Siendo así, una vez que se han calculado todos los valores esperados, resulta posible tomar la ruta que contiene la decisión óptima.

El árbol de decisión es una herramienta sumamente útil en el proceso de evaluación probabilista de proyectos, ya que nos permite modelar la incertidumbre con sus respectivas probabilidades de ocurrencia en parámetros como son la producción, los precios, los costos, las inversiones, entre otros. Por medio de la representación en forma de nodos de los valores más significativos que pueden adquirir las variables involucradas en el proceso, sin embargo, los escenarios alto, base y bajo, sólo nos muestran una parte de todos los infinitos valores que pueden presentar los parámetros de evaluación por lo que el análisis de riesgo nunca se encontrará totalmente completo si no se realizan y utilizan las distribuciones correspondientes de probabilidad para cada variable involucrada.

Existen tres razones principales por las cuales es importante considerar un análisis de árbol de decisión cuando se realiza una evaluación de proyectos.

- Es un método de fácil asimilación que permite realizar una serie de cálculos con variables de tipo continuas, de manera rápida y efectiva; a diferencia de

otros métodos que, en teoría, resultan un tanto complejos, como es el caso de la simulación de Monte Carlo

- Permite visualizar de manera gráfica las posibles rutas a seguir con sus respectivos valores esperados y probabilidades
- No siempre es necesaria la construcción de una distribución de probabilidad para cada una de las variables involucradas, ya que puede ser que alguna de estas no tenga impacto significativo en los indicadores económicos, por lo que la construcción de una distribución que represente su comportamiento resulta innecesaria en el proceso

La asignación de las probabilidades se podrá realizar con base a la regla de Swanson, la cual es una aproximación con base en el estudio del comportamiento estadístico de ciertos campos analizados y la cual resulta útil para definir probabilidades de cada rama en el árbol y solamente puede ser aplicada para la variable producción y/o reservas.

Para otras variables dependerá del comportamiento estadístico de las mismas y no existe una regla específica. En la industria para fines prácticos se toma una probabilidad de ocurrencia del caso base de 50% y 25% para el caso bajo y el caso alto respectivamente.

## **2.7.- Análisis de riesgo (Simulación de Monte Carlo)**

El origen de esta última categoría de análisis se fundamenta en la posibilidad latente de no obtener lo deseado y lo que es peor aún, fracasar en el proyecto de inversión, generando pérdidas de tipo económico. La importancia en la determinación y cuantificación de riesgo en los proyectos para las compañías petroleras resulta de carácter prioritario y estratégico, ya que la ejecución o la puesta en marcha de una cartera de proyectos demanda la asignación de sumas multimillonarias de capital por parte de estas, por lo cual tomar una decisión sin fundamentos o sin bases sólidas podría verse comprometido el proyecto.

El análisis de riesgo consiste en desarrollar una distribución de probabilidad de ocurrencia para las variables más importantes tanto de tipo técnicas (porosidad, saturación, factores de volumen, etc.) como económicas (tasas de interés, cambios de paridad, inflación, etc.) involucradas en el proceso de evaluación, ya que la construcción de las distribuciones de probabilidad para las variables involucradas en el proceso de evaluación económica (producción, precio, inversión y costos principalmente) responde a circunstancias que dan como consecuencia variaciones en parámetros como son: la heterogeneidad que presentan los yacimientos, si nos referimos específicamente al aspecto técnico, y a situaciones del tipo político tanto internas como externas, esto con referencia al aspecto económico y que de no tomarse a consideración nuestro análisis resultaría poco representativo.

El enfoque de tipo probabilista brinda la flexibilidad necesaria que es requerida por las compañías para definir el grado de riesgo que pueden tolerar (aversión al riesgo

de la empresa) sin comprometer su bienestar y patrimonio. Debido a que la construcción de distribuciones de probabilidad de ocurrencia para las variables involucradas en el proceso arrojan como resultado distribuciones de probabilidad para los indicadores económico-financieros, estos datos al ser interpretados pueden servir como una base sólida y como razones poderosas para impulsar la toma de una decisión, ya que muestran de forma explícita el intervalo de valores que pueden tomar los beneficios junto con sus respectivas probabilidades de éxito.

La simulación de Monte Carlo es una técnica que a diferencia de los árboles de decisión en la que sólo se muestran unos cuantos escenarios de todos los posibles, permite visualizar una gran cantidad de posibles escenarios en caso de presentarse algún valor particular para alguna de las variables. Esta es una técnica que considera todo el rango de posibles valores de parámetros como: la producción, el precio, los costos, las inversiones, entre otras, de acuerdo a sus distribuciones de probabilidad.

La simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso tanto de la estadística, como de los modelos matemáticos, con la finalidad de realizar operaciones con variables que presentan incertidumbre.

Este método iterativo consiste en generar una distribución de probabilidad para el resultado de la combinación de variables aleatorias; procedimiento que requiere para iniciar, la presentación de las variables por medio de distribuciones de probabilidad, es decir, una vez construidas las distribuciones de probabilidad se procede en la primera iteración a realizar un muestreo aleatorio principalmente en las regiones de mayor densidad de los datos que integran cada una de las distribuciones. Dichos valores individuales se combinan entre sí a partir de las operaciones y ecuaciones elegidas (suma, resta, multiplicación, etc.) dando como resultado un cierto valor; tras repetir el proceso "n" número de veces podremos disponer de "n" observaciones acerca del comportamiento del sistema o actividad que pretendemos analizar. El proceso anterior nos permite construir una respectiva distribución de probabilidad para los resultados, cabe destacar que el análisis será más preciso mientras sea mayor el número de "n" iteraciones que se lleven a cabo.

## 2.8.- Metodología de la administración de portafolio y su optimización

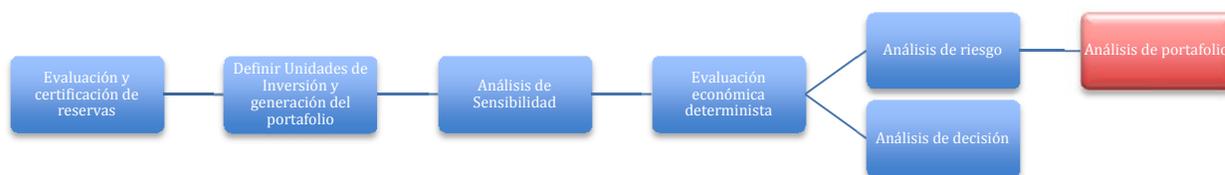


Gráfico 17- Metodología de la administración de portafolio y su optimización Fuente: McKinsey y Pemex Exploración y Producción

Como se puede constatar nuevamente, la parte primordial para cualquier proyecto petrolero radica en una correcta estimación de las reservas petroleras. Pues a partir de un valor de reserva se generará la posibilidad de establecer las unidades de inversión, y por lo tanto, crear los proyectos necesarios para explotar dicha reserva y obtener los beneficios económicos de la producción de los hidrocarburos.

Una vez definidas las unidades de inversión, estas deben conjuntarse en una serie de proyectos y así mismo, en portafolios de tal forma que la administración se pueda encaminar hacia el análisis de portafolio y posteriormente su optimización. El análisis de sensibilidad, como ya se ha revisado en otra de las secciones de este capítulo, nos permite determinar qué variables son las que afectan más el desempeño de los proyectos. De esta forma podemos concentrar el análisis a sólo unas cuantas variables y disminuir el esfuerzo, lo que implica disminuir el tiempo computacional, pero sobre todo, evitar el utilizar valiosas horas-hombre en el análisis de información que a final de cuentas no tendrá gran injerencia en los resultados económicos de un proyecto.

Ya que se ha realizado el análisis de sensibilidad, proseguimos con la evaluación económica determinista, es decir, analizar ciertos indicadores económicos como lo son generalmente el valor presente neto ó VPN, la relación beneficio-costos, la tasa interna de retorno TIR, entre otras. La evaluación de manera determinista es la forma convencional en que las empresas solían analizar los proyectos, obteniendo los valores para cada uno de ellos, posteriormente jerarquizándolos de acuerdo a algún parámetro y seleccionando los proyectos en el mayor rango hasta que se cumpliera alguna restricción, que generalmente era un valor máximo en el capital para inversión.

Esto lleva a tener dos opciones, por una parte, se puede utilizar la técnica de análisis de decisión para seguir un camino del valor esperado de los proyectos junto con su probabilidad asociada, por otra parte, si se desea continuar con el análisis de portafolio se debe realizar el análisis de riesgo para cada una de las opciones, estableciendo una distribución de probabilidad asignada a cada una de las variables de análisis y con ayuda de la técnica de la simulación de Monte Carlo en algún software especializado realizar un gran número de iteraciones para encontrar una distribución de probabilidad resultante que será asignada a cada uno de los proyectos.

El paso siguiente, y motivo de esta tesis, es realizar el análisis de portafolios y su optimización. Este proceso se basa en la teoría de portafolio desarrollada por Harry Markowitz, en la que se estipula la evaluación del riesgo y sus recompensas en los mercados financieros. Este proceso se profundizará en el capítulo siguiente, sin embargo, es conveniente mencionar que el manejo de las Unidades de Inversión en forma de carteras de activos o portafolios permite que obtengan combinaciones más adecuadas para cumplir con ciertas metas y restricciones definidas por la empresa, en comparación a si no se utilizaran dichas unidades.

## Capítulo III

### Optimización de Portafolios de Inversión

#### 3.1.- Introducción a la teoría de portafolio de Markowitz

La mayoría de las compañías petroleras poseen muchos activos financieros, como lo son los campos petroleros, o intereses compartidos en otros campos, y hacen todo lo que se encuentra en sus manos para generar y mantener la mejor combinación posible de dichos activos de forma que generen el máximo valor económico. La teoría de portafolio muestra cómo se pueden combinar los activos de forma que se minimice el riesgo, es decir, que gracias a esta teoría es posible asegurar que de un conjunto de activos o proyectos que conforman la cartera de inversiones se obtenga la máxima ganancia posible con el menor riesgo.

Por otra parte, se puede definir como el estudio de la forma en que las empresas pueden alcanzar una tasa máxima de retorno a partir de la cartera de inversiones, donde cada una tiene un nivel de riesgo asignado. El sistema de cartera de inversiones se basa en el trabajo de Harry Markowitz, quien obtuviera el Premio Nobel de Economía en 1952 por el desarrollo de la teoría de evaluación de riesgo y recompensas en los mercados financieros.

La teoría de portafolio está diseñada para proporcionar una guía estratégica con respecto a los tipos de proyectos que son los más apropiados para la compañía para incluir en su portafolio, dadas algunas restricciones.

Markowitz quería probar la conveniencia de contar con una cartera diversificada de activos financieros, constituida por una mezcla de inversiones para maximizar el retorno y minimizar el riesgo.

Cabe destacar que existen una serie de riesgos no convencionales, en la industria petrolera, los modelos de incertidumbre y riesgo generalmente se ocupan para analizar el comportamiento de pozos y yacimientos. Sin embargo, se pueden utilizar modelos similares para explorar el impacto de riesgos menos convencionales como pueden ser: riesgos de origen político, amenazas terroristas, regulaciones ambientales, decisiones en el ámbito legal, otras relacionadas con la salud y la seguridad, entre otras.

Para simular este tipo de incertidumbre se utilizan una gran cantidad de técnicas matemáticas comunes al análisis de riesgo financiero. Sin embargo, antes de asignar las probabilidades correspondientes conviene recurrir a un grupo de expertos para desarrollar las distribuciones apropiadas.

El objetivo en el manejo de la cartera de inversiones consiste en diversificar las inversiones en muchas oportunidades, mientras se buscan las correlaciones negativas y se evitan las positivas. La dependencia estadística puede tener diversos orígenes,

que incluyen como por ejemplo el lugar y el precio. Los resultados económicos de dos sitios cercanos pueden estar correlacionados en forma positiva a través de similitudes geológicas, por ejemplo producir de una misma formación o depender de la misma fuente de hidrocarburos. Por contraparte, dos sitios muy distanciados tendrían poca o ninguna correlación geológica, por lo tanto estarán más diversificados.

Los precios del crudo tienden a ser similares en todo el mundo, de forma que los resultados económicos de los proyectos petroleros están correlacionados en forma positiva respecto de las fluctuaciones en los precios del crudo.

En la teoría de Markowitz, se explica un método para mejorar una cartera de inversiones no óptima utilizando como base tres preceptos:

- En primer lugar, dado un nivel constante de riesgo, el inversor racional elige más valor por encima de menos valor, pero además prefiere menos riesgo en lugar de mayor riesgo
- En segundo lugar, existe más de una cartera de inversiones óptima
- Finalmente, la cartera de inversiones como un todo, es mejor que cada uno de sus proyectos individuales

Markowitz dice que una cartera de inversiones es eficiente si no existe otra que tenga mayor retorno esperado con igual o menor riesgo, y si no hay otra cartera que tenga menos riesgo con igual o mayor retorno esperado. Si alguna de estas dos condiciones, o ambas son falsas, entonces la cartera es ineficiente. Cuando todas las posibilidades se representan en una gráfica en la cual el eje vertical es el valor (ej. VPN, reservas, etc.) y el horizontal es el riesgo (ej. La desviación estándar  $\sigma$ ), las carteras eficientes forman una línea generalmente curva y cóncava hacia abajo la cual es denominada como la frontera de eficiencia. (ilustración 5)

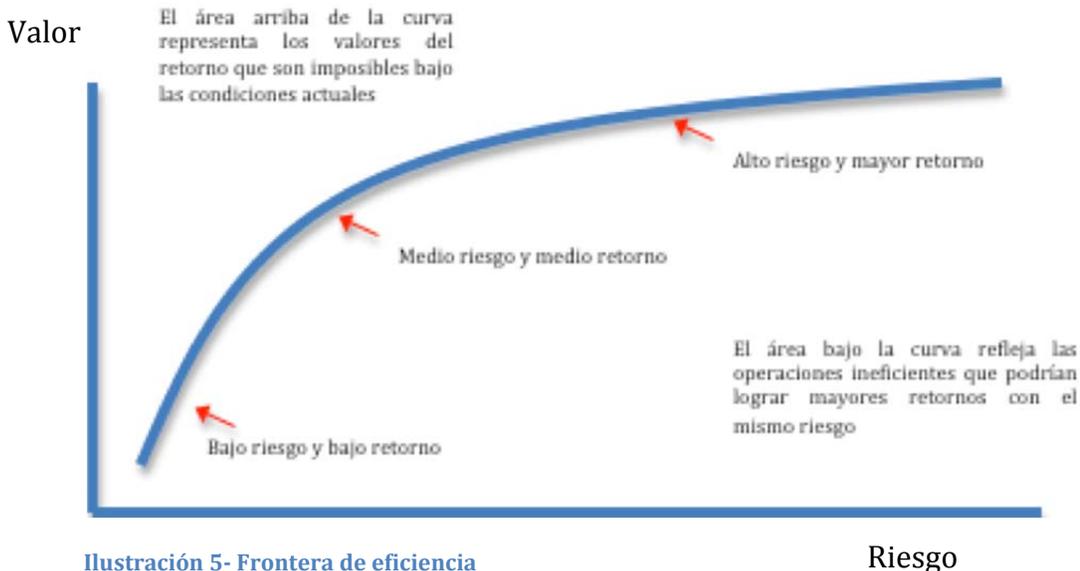


Ilustración 5- Frontera de eficiencia

En la teoría de portafolio, la frontera de eficiencia es la herramienta más importante ya que permite a los directivos estimar el máximo retorno de un proyecto existente junto con su exposición al riesgo. La frontera de eficiencia cambiará con el tiempo, al igual que lo hacen las variables críticas, tal como: el precio, la producción, los gastos de operación (OPEX), entre otros. Además de las variables económicas, las variables estratégicas también impactarán el comportamiento de la frontera de eficiencia. Tales variables estratégicas pueden ser: tiempo de inicio del proyecto (calendarización), flexibilidad para diferir producción, flexibilidad para vender el proyecto (este último no aplica a el caso de México), entre otros.

El problema que las empresas en exploración y producción enfrentan hoy en día es que generalmente tienen más proyectos para elegir que el capital requerido para desarrollarlos todos. Para proporcionar una planeación corporativa a largo plazo, las compañías deben considerar ¿en qué proyectos invertir?, ¿cuándo invertir?, y para algunos proyectos, ¿con qué tanto capital? La respuesta a estas preguntas define un portafolio de oportunidades.

Los métodos utilizados anteriormente para determinar la ubicación de capital hacia algún proyecto generalmente involucraban evaluar el proyecto de manera aislada. El proyecto tenía que hacer frente a una cierta evaluación económica y si éste fallaba, el proyecto no se continuaba. La teoría de portafolio moderna toma un enfoque alternativo. El beneficio primario de aplicar la teoría de portafolio es un incremento en el retorno financiero dado un nivel aceptable de riesgo. Un beneficio secundario de aplicar la teoría de portafolio es que el proceso mismo proporciona un panorama adicional hacia la toma de decisiones.

Un método común utilizado para resolver estos problemas ha sido el “rank and cut”. Con esta técnica una compañía haría una jerarquización de sus proyectos basándose en algún indicador económico. Posteriormente seleccionarían las oportunidades que estuvieran en la parte más alta de la jerarquía y continuarían hasta que una cierta limitación financiera, generalmente un límite en el gasto de capital, se alcanzara. Desafortunadamente esta técnica es poco adecuada, ya que una típica compañía mediría su desempeño contra más que un solo indicador económico y tendría muchas restricciones. Dicha complejidad no puede ser manejada a través de la técnica común de “rank and cut”

Además, Harry Markowitz demostró cómo los inversionistas de la bolsa podrían seleccionar un grupo de portafolios eficientes que minimizarían la desviación estándar (riesgo), sujetas a un retorno particular para cada portafolio (retorno esperado). Markowitz mostró a través de una clásica técnica de optimización cuadrática que los inversionistas podrían virtualmente eliminar su exposición a los únicos o no sistemáticos riesgos asociados con cada bono individual. Dichos riesgos no sistemáticos son aquellos riesgos específicos del negocio o la industria.

La asunción básica de la teoría de portafolio moderna es que las decisiones se toman con base a una compensación entre el riesgo y el retorno esperado. El retorno se mide

como el valor esperado o la media ( $\mu$ ) de una distribución de probabilidad de las ganancias para los valores o activos considerados. El riesgo es medido como la varianza o la desviación estándar ( $\sigma$ ) asociada con la distribución de las ganancias.

Las restricciones reales se pueden incluir en el proceso de optimización de manera que las carteras de inversión que se encuentran en la frontera de eficiencia resultante, representen las alternativas realistas entre las cuales se pueda escoger, dependiendo de las concesiones que los directivos de las compañías estén dispuestos a realizar entre mayor riesgo con mayor retorno, y menor riesgo con menor retorno.

La técnica de optimización de portafolio de Markowitz proporciona al personal encargado de la toma de decisiones en las empresas de Exploración y Producción de petróleo y gas con un grupo de portafolios eficientes, basados en minimizar el riesgo sujeto a un retorno en particular. Sin embargo, sin una guía de hasta qué nivel de riesgo es apropiado para la compañía de exploración y producción, el análisis de portafolio por sí mismo no proporciona una guía administrativa sobre cuál de estos portafolios eficientes es el mejor para la compañía.

En este enfoque de optimización de portafolio, el riesgo es definido como la desviación estándar de los retornos (ej. El Valor Presente Neto) del portafolio de proyectos. De hecho, la desviación estándar es una medida comúnmente usada del riesgo en los mercados financieros donde las distribuciones de retorno generalmente son de distribución normal. A pesar de que la desviación estándar es utilizada como una medida del riesgo en la literatura financiera, es importante resaltar que esta medida es mejor definida como una medida estadística de la incertidumbre. En esencia, es una medida de dispersión alrededor del valor de la media para una distribución resultante.

Es importante resaltar que en el caso de proyectos de capital, tales como los que se presentan en la industria de exploración y producción del petróleo, los retornos esperados en los proyectos podrían no tener una distribución de probabilidad normal. En muchos casos la distribución de los resultados podría tener una distribución de valor sesgado con una alta probabilidad de lograr resultados de valor bajo y una muy pequeña probabilidad de lograr resultados de valor alto.

#### 3.1.1.- Las mejores prácticas en la administración de portafolio a largo plazo

La técnica que se aplica en la administración de portafolios es el enlace entre la estrategia a largo plazo, planificación corporativa y la colocación del capital. La visión es la encargada de alimentar la estrategia de manejo de portafolio. Posteriormente, dicha estrategia se traduce en metas y objetivos. La estrategia de las unidades de inversión es definida para alcanzar la estrategia del portafolio y podría incluir las dependencias que se podrían presentar sobre todo en calendarización (fechas en que un proyecto debe entrar, si uno debe entrar posterior a otro, etc.).

La estrategia que se desea implementar posteriormente es probada para ver si existe una solución antes de que se generen los portafolios potenciales y se comparen las alternativas (revisar si se pueden alcanzar las metas y objetivos que se han determinado).

Una gran cantidad de planeadores económicos de las compañías de exploración y producción podrían externar comentarios negativos sobre como la planeación ineficiente además se lleva una enorme cantidad de tiempo. Uno de los aspectos más importantes de la planeación es ser capaz de conjuntar de manera eficiente información en diversos formatos y desde fuentes variadas dentro de las múltiples disciplinas, desde el personal técnico hasta personal puramente financiero en diferentes localizaciones geográficas. La información es analizada y resumida para tomar decisiones estratégicas significativas para el presente y el futuro de la compañía.

Generalmente en el proceso de planeación corporativa, una compañía generará valores económicos para un conjunto de oportunidades, acomodando estos proyectos basándose en alguna medida económica, después jerarquizarlos y seleccionar las oportunidades a proceder hasta que se alcance una cierta restricción financiera (normalmente un límite en el gasto de capital). Sin embargo, como un resultado de la inercia de la organización y de la ineficiencia, los planes y los datos son ya obsoletos antes de que el proceso de planificación se termine. Si las condiciones del mercado cambian de manera drástica, este proceso largo y engorroso no permite a las compañías re-evaluar fácilmente sus planes y proponer algunos alternativos.

La técnica de planeación tradicional tampoco permitía considerar un comportamiento de las inversiones personalizado y la flexibilidad asociada cuando nueva tecnología, cambios legales u operacionales tenían efecto en la producción o en las inversiones.

La planeación estratégica se concentra en el largo plazo, generalmente entre 5 y 20 años y debe proporcionar la táctica a las empresas para lograr metas específicas a lo largo del marco de tiempo estipulado. Algunas metas comunes incluyen una gran cantidad de objetivos financieros (relación beneficio-costos, flujo de caja, inversión de capital, costos), metas de producción (ya sea en aceite, gas o ambos) y reservas (reemplazar reservas o sumar nuevas reservas). Estas metas pueden incluir de igual forma algunas medidas de recursos humanos (empleados) y restricciones operacionales (obligaciones contractuales).

Usando la técnica de portafolio los proyectos son juzgados en base a información cuantitativa sobre su contribución a la estrategia corporativa a largo plazo y cómo interactúan con los otros proyectos dentro del portafolio. Una necesidad imperativa para utilizar esta técnica es tomar ventaja de las mejores tecnologías computacionales y del software comercial disponible para modelar de manera eficiente miles de permutaciones y combinaciones de proyectos potenciales. Cada proyecto puede ser evaluado a diferentes porcentajes de interés económico y tener diversas fechas de ingreso o de inicio en su participación mientras en conjunto se busca lograr todas las

metas corporativas y agregar las restricciones reales del negocio a las opciones del portafolio.

### 3.1.2.- Las mejores prácticas en la administración de portafolio a corto plazo.

La planeación operacional a corto plazo está enfocada en el horizonte de tiempo que transcurrirá en los próximos 12 a 24 meses y debe proveer a las compañías con las tácticas para lograr algunas metas específicas en este apretado período de tiempo. Una vez que se ha definido la estrategia al largo plazo, los objetivos a largo plazo deben ser traducidos en objetivos y metas a corto plazo.

Algunas metas típicas en el corto plazo incluyen objetivos financieros (relación beneficio-costos, gastos de operación, valor presente neto, etc.), y metas de producción (aceite, gas o ambos). Estas metas pueden incluir la administración de las instalaciones (disponibilidad de equipo) y restricciones operacionales (cierres por mantenimiento).

Uno de los objetivos principales del plan de operación es determinar la ubicación del capital y de los recursos para los requerimientos en el corto plazo que se necesitan cumplir para lograr los objetivos. Este plan debe ser lo suficientemente flexible para enfocarse en metas de producción a corto plazo mientras se cumplen las obligaciones contractuales y las restricciones operativas.

Para asegurar en verdad que se logra una planeación del proceso operativo eficiente que maximice el valor de la compañía, se requiere del uso de la tecnología más avanzada en software disponible que simplifique la captura, actualización, acceso y análisis de los datos de planeación operacional de la compañía. Existe una enorme cantidad de datos operacionales y demasiados escenarios disponibles para considerar que la optimización se realice como un proceso manual lleno de errores e inconsistencias.

Una técnica de planeación operacional más dinámica con datos accesibles y siempre disponibles permite a los planeadores del negocio responder rápidamente a las condiciones cambiantes en el corto plazo. Además, la habilidad de capturar datos actuales y monitorear constantemente el desempeño de la operación en contra de los datos planeados permite un fácil establecimiento de puntos de referencia (benchmarks) y realizar los ajustes necesarios a la operación mientras sea requerido.

### 3.2.- Programación Lineal

Las empresas de energía típicamente se enfrentan a decisiones de inversión en proyectos que deben satisfacer un cierto número de limitaciones que se presentan en forma de una meta anual corporativa y dependencias complejas entre los activos de la empresa. Es importante recordar, como ya se ha mencionado antes, el objetivo de la optimización de portafolio es seleccionar el portafolio que maximice o minimice una o más medidas de valor o de riesgo, y que además satisfaga dichas limitaciones.

Estos problemas se pueden presentar en forma de un grupo de ecuaciones lineales, tal que, los valores globales óptimos puedan ser determinados a través del método de programación lineal. Al ritmo en que la complejidad de las metas corporativas incrementa, se van introduciendo no-linealidades, lo que requiere de técnicas de optimización más avanzadas.

La programación lineal es un procedimiento o algoritmo matemático mediante el cual se resuelve un problema indeterminado, formulado a través de ecuaciones lineales optimizando la función objetivo, también lineal.

Consiste en optimizar (minimizar o maximizar) una función lineal, denominada función objetivo, de tal forma que las variables de dicha función estén sujetas a una serie de restricciones que expresamos mediante un sistema de inecuaciones lineales y que puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\text{Maximizar (Minimizar) } Z = \sum_{i=1}^N c_i x_i, \quad \dots(1)$$

Tal que:

$$\sum_{i=1}^N a_i x_i \leq b, \quad \dots(2)$$

y

$$x_i \geq 0. \quad \dots(3)$$

Los valores de  $a$  y  $c$  son constantes de la solución del vector  $x$ , y  $b$  es una constante del problema. La ecuación (1) es generalmente llamada “función objetivo”, es decir, la que será optimizada. Las ecuaciones (2) y (3) representan las restricciones de los valores permitidos para el vector solución y cualquier número de restricciones de este tipo pueden incluirse. La desigualdad expresada en la ecuación (2) puede ser ya sea mayor o igual que, menor o igual que, o igual que. Cuando  $x$  puede tomar valores reales continuos, las ecuaciones (1-3) pueden ser resueltas utilizando los algoritmos Simplex o Barrier. (Luenberger, 2008)

Cuando  $x$  se encuentra restringida a valores enteros, por ejemplo 0 o 1, las técnicas usadas para determinar las soluciones óptimas son establecidas más precisamente como “programación entera”. Cuando una mezcla de tipos de variables es incluida, el problema es referido como “programación entera mixta”. Los modelos utilizados para la optimización de portafolio por lo general caen en la última categoría.

Cabe destacar que el nombre “programación lineal” se deriva de la programación que se realiza al planificar algo, de hecho, el nombre de programación lineal existía mucho antes que la “programación” que se refiere al código que se introduce para generar un

software computacional. Por lo tanto no habría algún problema o error al decir que se está programando una programación lineal.

La programación lineal es sin duda el mecanismo más natural para formular una gran cantidad de arreglos de problemas con un esfuerzo modesto. Una persona que este familiarizada con otras ramas de las matemáticas podría sospechar, en principio, que la formulación en la programación lineal es popular porque las matemáticas son más amigables, la teoría es más vasta, y la computación es más simple para los problemas lineales que para aquellos que son no-lineales. Pero, de hecho, estas no son las razones principales. En términos de propiedades matemáticas y computacionales, existen muchas más clases de optimización de problemas con teorías elegantes y potentes y para las cuales algoritmos efectivos se encuentran disponibles, que la programación lineal de problemas. Aparentemente, la popularidad de la programación lineal recae en la fase de formulación del análisis previo más que en la fase de solución. Y lo anterior es por una buena razón, una gran cantidad de restricciones y objetivos que se utilizan en la práctica son indiscutiblemente lineales.

Otra razón para que la forma lineal de las restricciones y los objetivos sea tan popular se encuentra en la formulación del problema, ya que por lo general éstas son las menos difíciles de definir. Por lo tanto, aun cuando una función objetivo no es puramente lineal por virtud de su definición, generalmente es mucho más fácil definirla como si fuera lineal que decidir por otra forma de la función. La linealidad, por lo tanto, por la virtud de su simplicidad, es generalmente seleccionada como la forma fácil para obtener un resultado.

### 3.2.1.- Dependencias entre proyectos

Se ha hablado ya de las restricciones que contribuyen a los proyectos como una medida métrica de: capital, producción, flujo de caja, etc. Un tipo adicional de restricciones considera las dependencias entre proyectos en lugar de la contribución de los proyectos a un límite métrico. Estas restricciones pueden encontrarse en la forma de límites en el número de proyectos disponibles o requeridos por región o por tipo de proyecto.

Estas restricciones del tipo de dependencias entre proyectos se ejemplificarán con la ilustración 5:

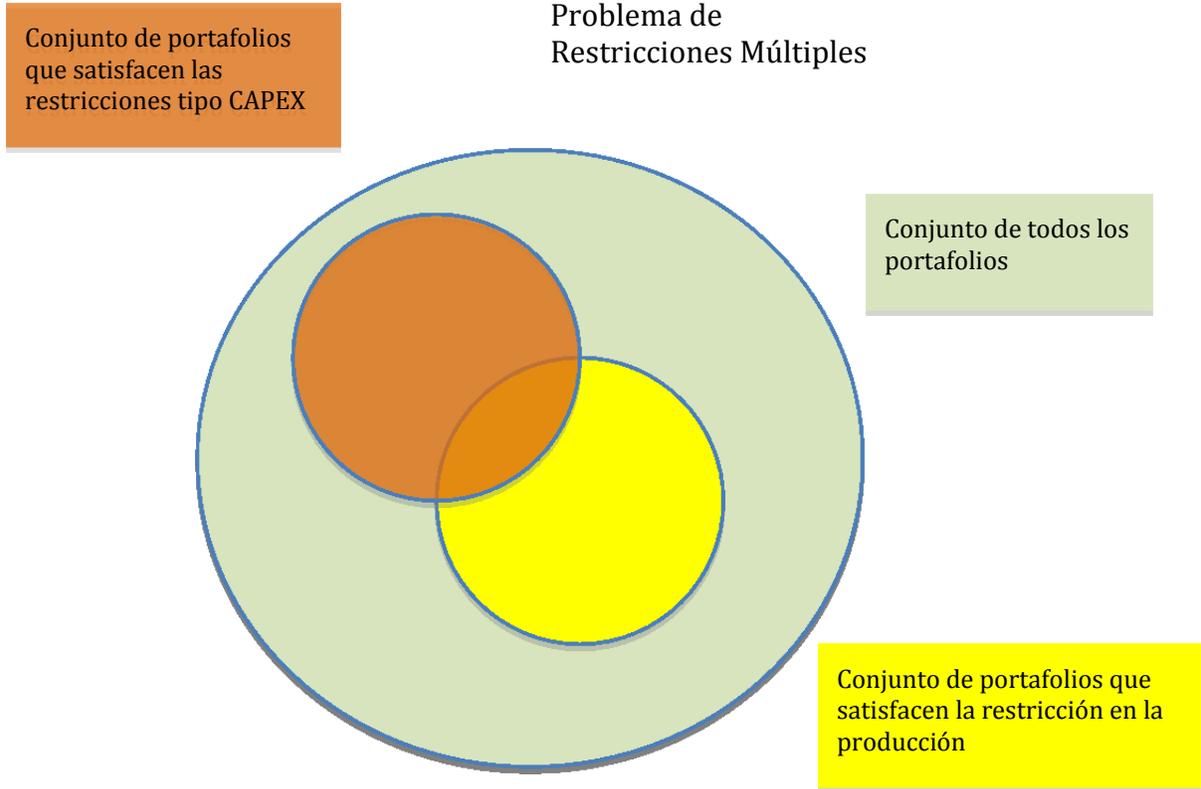


Ilustración 6- Problema de restricciones múltiples Fuente: Lessard,2003

En la ilustración 6 se describe el problema de las restricciones múltiples, el círculo verde representa el conjunto de todos los portafolios. El círculo naranja representa el grupo de portafolios que satisface una restricción de capital. El círculo amarillo representa el grupo de portafolios que satisfacen una restricción en el valor de la producción. La intersección entre los dos grupos anteriores de portafolios representa al conjunto de éstos que satisfacen el problema de restricciones múltiples.

### 3.2.2.- Viabilidad

Un problema lineal es considerado como inviable si ningún vector de solución satisface simultáneamente todas las restricciones. Una de las ventajas de la programación lineal en la optimización de portafolio es la velocidad con la cual se puede determinar la viabilidad de las restricciones. Mientras las compañías desarrollan su estrategia corporativa, generalmente sobre-restringen el problema y llegan a un estado de incertidumbre sobre cómo deberían ajustar el problema para que pueda ser resuelto. Este ajuste puede darse en la forma de agregar más proyectos o ajustando las restricciones corporativas. Sin embargo, el tipo de proyecto necesario para lograr la viabilidad o cómo exactamente la estrategia debe ser ajustada es

desconocido. En esta situación, la solución que minimiza la suma de las fallas en las restricciones proporciona una visión suficiente del problema y con esto clarifica los ajustes que son necesarios. (Lessard, 2003)

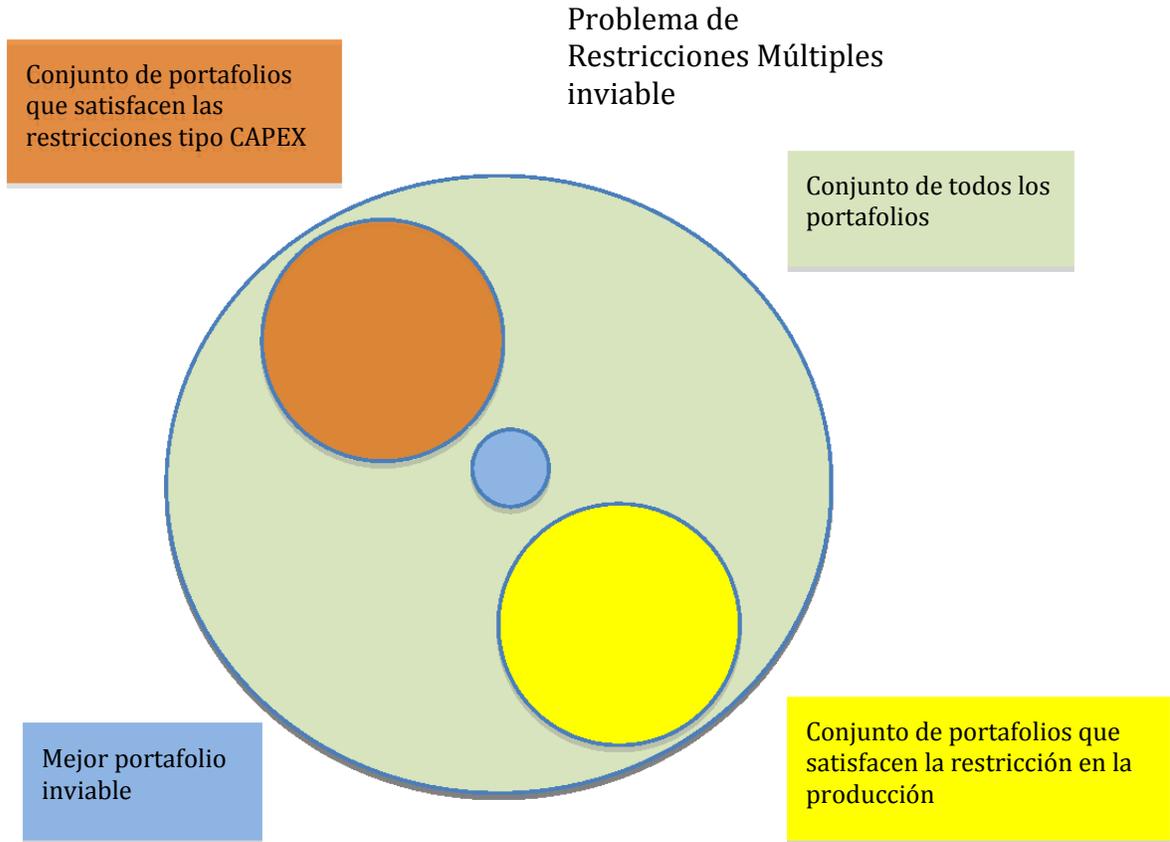


Ilustración 7- Problema de restricciones múltiples inviable Fuente: Lessard, 2003

En la ilustración 7 se describe un problema de restricciones múltiples inviable. En este caso el conjunto de portafolios que satisfacen cada una de las restricciones no se intersectan, ej. No hay una solución que satisfaga ambas condiciones. El mejor portafolio inviable es la solución que encuentra el balance entre ambos conjuntos y por lo tanto, minimizando la suma de las fallas en las restricciones.

### 3.2.3.- Ejemplo de solución de un problema de programación lineal

En este apartado se ejemplificará como se resuelve un problema de programación lineal. Se busca mostrar un problema sumamente sencillo, sin embargo, que cumpla con todos los elementos para reconocer cada una de las fases en las que consiste la optimización vía la programación lineal. Existen tres aspectos principales a considerar en lo que concierne a un problema de programación matemática. Generalmente se dividen en tres fases, dichas fases son: factibilidad, optimización, y sensibilidad. En

palabras más simples, la factibilidad tiene que ver con resolver la pregunta si es posible o no que los requerimientos, por ejemplo, las restricciones pueden ser satisfechas. Si no, el modelador debe volver al principio y re-escribir el modelo, ya que ningún proceso posterior a esto tiene sentido. Una vez que se ha encontrado una solución factible, iniciamos con la segunda fase, la cual busca encontrar una solución óptima. Dado que al menos una solución factible debe existir por asunción (de otra forma no se habría llegado a la segunda fase), también debe existir al menos una solución óptima. La segunda fase termina cuando se ha encontrado dicha solución. Finalmente, la tercera fase examina que pasaría, si alguno de los parámetros del modelo cambia sus valores. Los análisis de sensibilidad también son conocidos como “análisis post-optimización” y pueden reconocerse por siempre llevar consigo la pregunta “¿qué – si?”.

Ejemplo.-

Considere dos activos de producción con un precio por barril,  $x_1$  y  $x_2$ , de 40 y 50 dólares y con un costo de producción de 10 y 20 dólares respectivamente. La compañía dueña de estos activos ha determinado que la producción mensual de estos debe ser  $5000 \leq \text{Producción} \leq 8000$  [bls/mes], con un costo mensual no mayor a los 60,000 dólares. Se busca maximizar el ingreso mensual de la compañía para estos dos activos bajo las restricciones de producción y costos antes mencionadas, es decir, determinar la producción óptima de cada activo a fin de maximizar los ingresos de la compañía respetando las restricciones.

Determinando las variables controlables:

Barriles de aceite provenientes de los dos activos  $x_1$  y  $x_2$

Determinando los parámetros para el análisis:

Precio del barril de aceite proveniente del activo  $x_1 = 40$  dólares

Precio del barril de aceite proveniente del activo  $x_2 = 50$  dólares

Determinando la función objetivo:

En este punto se debe responder a la pregunta ¿Qué es lo que se quiere? En este caso, lo que se busca es maximizar el ingreso mensual de la compañía. La ecuación quedaría expresada de la siguiente manera:

$$M(\text{Maximizar}) : \quad 40x_1 + 50x_2$$

Determinando las restricciones:

En este punto se da respuesta a la pregunta ¿Qué requerimientos se deben cumplir?

$$\text{Producción mínima y máxima [bls/mes]} \quad ( 5000 \leq \text{Producción} \leq 8000 )$$

Coto máximo (60,000 dólares mensuales)

Por lo tanto:

$$M: 40x_1 + 50x_2$$

Sujeta a:

$$x_1 + x_2 \geq 5000$$

$$x_1 + x_2 \leq 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 \leq 60000$$

Continuando con el ejemplo, su determinará de manera gráfica cuántos barriles mensuales provenientes de cada activo se necesitan a fin de maximizar los ingresos mensuales. Debido a que se busca mostrar una interpretación geométrica de nuestro problema, se deben transformar las inecuaciones en ecuaciones, de tal forma que:

$$x_1 + x_2 = 5000$$

$$x_1 + x_2 = 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 = 60000$$

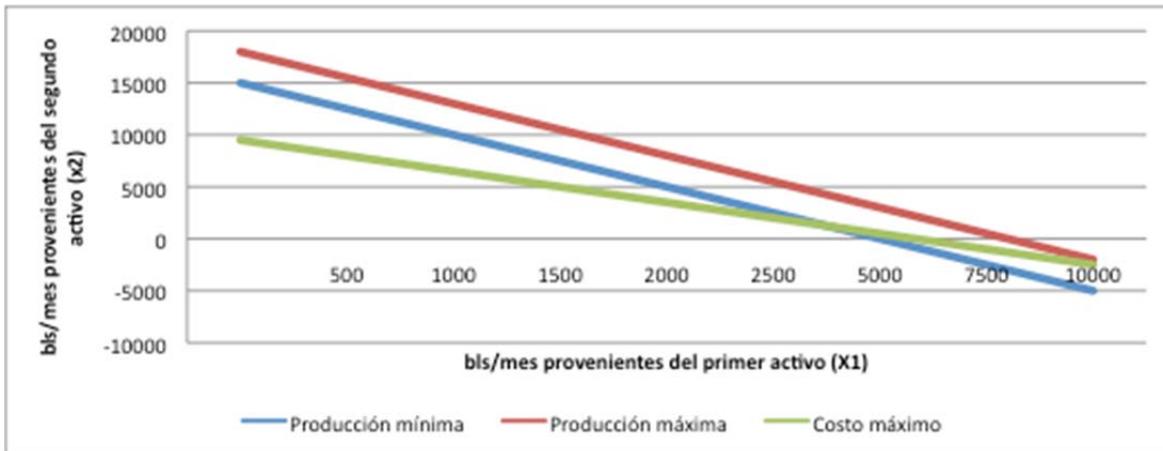


Ilustración 8.- Gráfica de solución del ejemplo de programación lineal

Durante la solución del problema es posible observar que existen dos puntos de intersección entre las rectas:

Punto A: intersección de la ecuación de producción mínima con la ecuación de costo máximo

Punto B: intersección de la ecuación de producción máxima con la ecuación de costo máximo (sin interpretación en la realidad)

Por lo tanto: A (4000, 1000) y B (1000, -5000)

Si se sustituyen los valores del punto A en la ecuación de ingreso mensual (ecuación objetivo) se obtiene:

$$40x_1 + 50x_2$$

$$40 \text{ usd/bls}(4000 \text{ bls/mes}) + 50 \text{ usd/bls}(1000 \text{ bls/mes}) = 210,000 \text{ usd/mes}$$

De esta forma es posible observar que se ha cumplido la función objetivo (maximizar el ingreso mensual); pero ¿se cumplen las restricciones?

La solución a esta pregunta se obtiene sustituyendo el punto A en las ecuaciones de restricción y verificando que éstas se cumplan:

$$x_1 + x_2 \geq 5000$$

$$x_1 + x_2 \leq 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 \leq 60000$$

Sustituyendo el punto A en la restricción de producción mínima:

$$4000 \text{ bls/mes} + 1000 \text{ bls/mes} = 5000 \text{ bls/mes, por lo tanto se cumple.}$$

Sustituyendo el punto A en la restricción de producción máxima:

$4000 \text{ bls/mes} + 1000 \text{ bls/mes} = 5000 \text{ bls/mes}$ , lo que es menor que  $8000 \text{ bls/mes}$ , por lo tanto el resultado cumple con esta restricción.

Sustituyendo el punto A en la restricción de costo máximo se obtiene:

$10 \text{ usd/bls}(4000 \text{ bls/mes}) + 20 \text{ usd/bls}(1000 \text{ bls/mes}) = 60,000 \text{ usd/mes}$ , que esta en el límite de esta restricción, y por lo tanto, si cumple.

### 3.3.- Algoritmos Genéticos

Ya se han revisado las ventajas ofrecidas por las técnicas de programación lineal, pero además hay casos cuando el valor económico de un portafolio no puede ser derivado por una ecuación lineal. De hecho, las mismas técnicas Simplex, Barrier o programación entera mixta no llevan por si mismos a proporcionar muchas soluciones alternas que podrían existir en la vecindad de la solución óptima global. Es por esto que se recomienda el uso de otro método de optimización como lo son los algoritmos genéticos.

Los algoritmos genéticos están basados en el proceso natural de la genética presente en los sistemas biológicos. Es ampliamente entendido que los sistemas biológicos evolucionan con el tiempo. Algunos individuos dentro de una población se dice que están mejor adaptados al medio ambiente en el que viven, por lo tanto son mejores

para encontrar alimentos, pelear, esconderse y/o conseguir pareja. Se espera que estos individuos más “fuertes” vivan más y por consiguiente que producirán un número mayor de descendencia que sus semejantes más débiles. (Sarich, 2001)

La población en general se beneficia como resultado de que los genes de los individuos más adaptados sean transferidos a una proporción creciente de la población. Además, si los genes de dos individuos fuertes se mezclan esto podría producir un individuo aún más fuerte. Algunas veces una mutación aleatoria puede ocurrir y volver aún más fuerte al individuo. Todos los factores anteriores contribuyen a la población general de las especies a adaptarse cada vez más al medio ambiente a través de las futuras generaciones.

Los algoritmos genéticos son una técnica que toma prestada esta teoría biológica y que pueden ser usados para “evolucionar” soluciones a problemas complejos.

Es importante remarcar que los algoritmos genéticos en realidad son una herramienta de búsqueda, no un algoritmo de solución. Por ejemplo, los algoritmos de solución como la programación lineal, generalmente necesitan algún tipo de asunción en la forma del espacio solución. Un algoritmo genético, sin embargo, no se encuentra sujeto a esta limitante. De hecho, su fuerte es ser muy robusto en datos. Un algoritmo genético bien diseñado debe ser capaz de manejar problemas grandes y chicos, con cualquier conjunto de restricciones complejas arbitrariamente aplicadas. (Fichter, 2000)

Si bien los algoritmos genéticos no garantizan encontrar la solución más óptima del problema, existen muestras de que encuentran resultados bastante aceptables, y si se encuentra bien diseñado la población convergerá hacia una solución óptima del problema. Normalmente el algoritmo debería detenerse al encontrar la solución óptima, sin embargo, como ésta es desconocida se debe recurrir a diversos criterios para detener el proceso, de manera general existen dos criterios a utilizar: Permitir al algoritmo genético realizar un número máximo de iteraciones (generaciones) o que se detenga cuando ya no existan cambios en la población.

En cada iteración, los algoritmos genéticos generan un conjunto de portafolios. Algunos portafolios son generados de manera aleatoria y otros son determinados a partir del conjunto de portafolios resultante de la última iteración a través de un proceso conocido como “cruza”. Los portafolios generados son jerarquizados de acuerdo a su desempeño contra las restricciones y objetivos. Aquellos que se encuentran a la cima de la jerarquía se mantienen para la siguiente iteración (con algunas alteraciones aplicadas con la intención de mejorar a partir de ellos). Este proceso continua hasta que alguna condición de suspensión es encontrada.

El resultado es un algoritmo que busca todos los portafolios solución posibles (a través de los portafolios generados de manera aleatoria) mientras se mantienen los mejores. Por lo tanto, todas las posibles áreas en las cuales la solución podría caer son examinadas.

Es decir, cuando se busca seleccionar un conjunto de proyectos óptimo, un rango de posibles combinaciones de proyectos (portafolios) representa a la población. Cada portafolio es el equivalente a un individuo y es clasificado de acuerdo a su “fortaleza” o adaptación en contra del problema que se presente.

Posteriormente, una nueva generación es creada donde es más posible que se combinen individuos más adaptados y produzcan individuos nuevos (cada vez más fuertes). Cuando se crean nuevos portafolios a partir de dos considerados como fuertes en la generación anterior, las características de cada uno son transferidas, muy semejante a la forma en que son transferidos los genes de los padres a los hijos.

Mientras el proceso es repetido una y otra vez, o en otras palabras, al pasar muchas generaciones, las características de las combinaciones de proyectos que se desempeñaron mejor en contra del problema a resolver son transferidas y distribuidas entre la población en una mayor proporción.

Además de los portafolios más fuertes “criando” y potencialmente produciendo una descendencia más fuerte, un pequeño porcentaje tendrá un proyecto agregado de manera aleatoria, lo que equivale a la mutación. Si la mutación mejora la solución entonces esta será transferida a las siguientes generaciones. (Lessard, 2003)

En la ilustración 9 se presentará un diagrama de flujo sobre cómo funcionan los algoritmos genéticos:

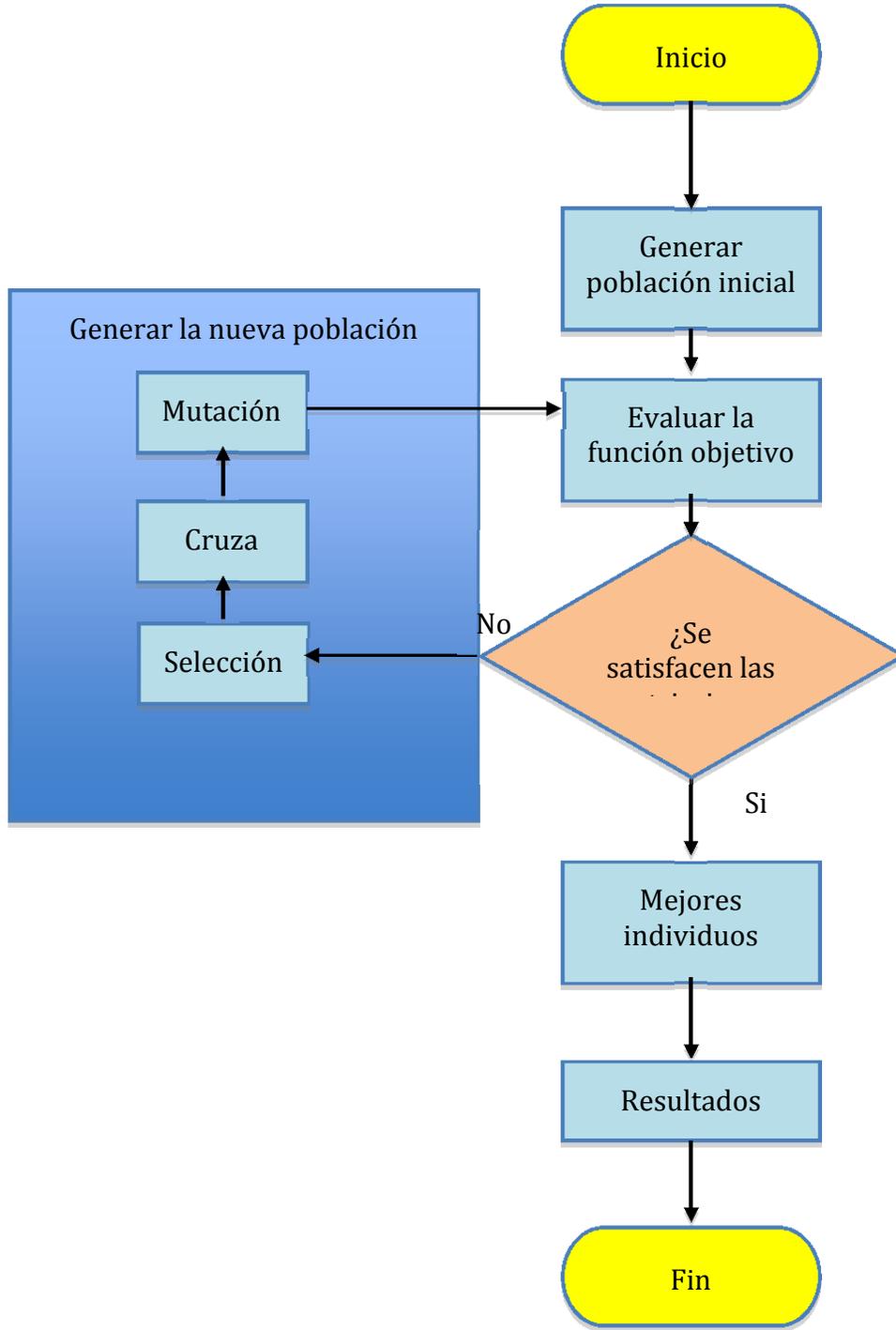


Ilustración 9- Diagrama de flujo de funcionamiento de los algoritmos genéticos Fuente: Lessard, 2003

Los algoritmos genéticos son capaces de generar múltiples soluciones “buenas”, proporcionando una oportunidad de explorar características alternativas de los portafolios, incluyendo medidas de valor y de riesgo.

Los algoritmos genéticos son un proceso iterativo, continuamente regresa y sucesivamente propone soluciones, las prueba y posteriormente proponiendo un nuevo conjunto de soluciones. La parte crítica para el éxito o el fracaso de los algoritmos genéticos es cómo cada uno de estos pasos es implementado. Cuando se implementa un algoritmo genético, existen dos aspectos importantes que se deben mantener:

- Un algoritmo genético debe ser capaz de encontrar un buen conjunto de proyectos
- Un algoritmo genético debe ser capaz de mejorar a partir de un buen conjunto de proyectos

Por lo tanto es muy importante para un algoritmo genético ser capaz de encontrar soluciones para empezar. Aquí es donde la “aleatoriedad” de los algoritmos genéticos es importante. De cualquier forma, una vez que encuentra una solución, debe también ser capaz de concentrarse en ella. Dicha concentración no quiere decir que dejará de buscar nuevas y únicas soluciones. (Fichter, 2000)

Un algoritmo genético que es muy bueno mejorando el conjunto de proyectos solución que ya ha encontrado no será benéfico si no puede usar la aleatoriedad para colocarlo en un lugar razonable para empezar. De la misma forma, un algoritmo genético que es muy bueno buscando de manera aleatoria en el espacio total de solución no será benéfico si no puede tomar un conjunto bueno de proyectos y mejorar a partir de él.

Existen tres fuentes únicas a partir de las cuales el conjunto de soluciones propuestas es derivado. La ilustración 10 explica el proceso:

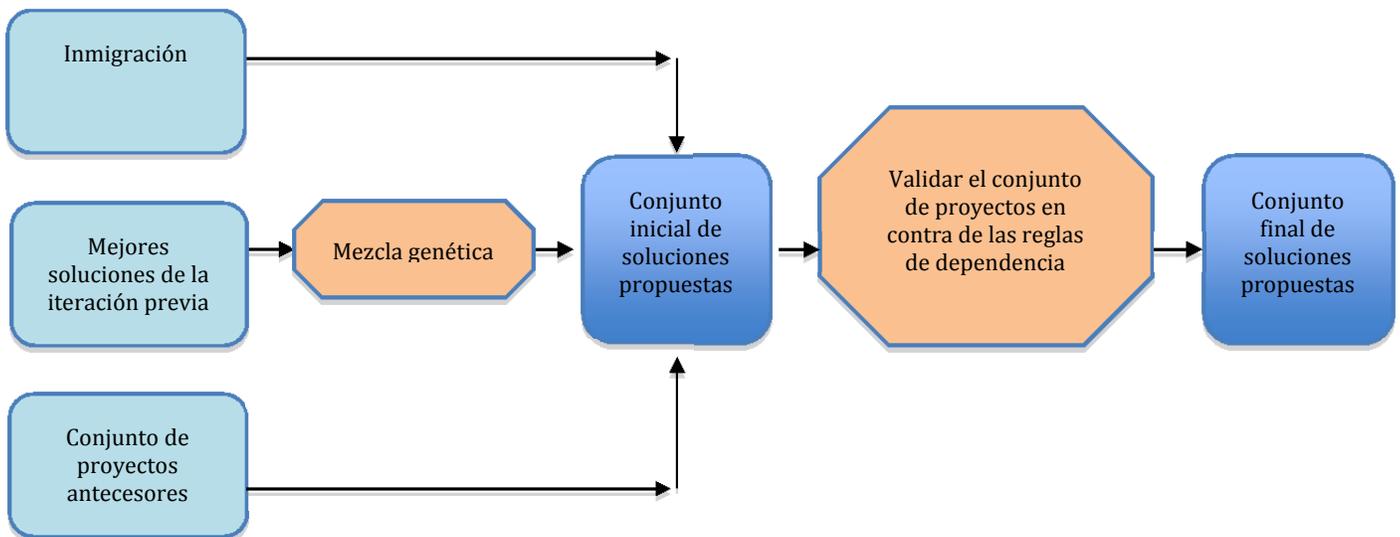


Ilustración 10- Diagrama de proceso del funcionamiento de los algoritmos genéticos Fuente: Fichter, 2000

3.3.1.- Inmigración.

La inmigración no es nada más que una lista de proyectos generada de manera aleatoria (el término “inmigración” viene del hecho que este conjunto de proyectos viene de fuera del conjunto genético actual). Este es un conjunto simple pero aun así importante de proyectos. Es este conjunto de proyectos totalmente aleatorios el que asegura que los algoritmos genéticos busquen por todas las posibles respuestas, y que no se concentre de más en un solo grupo particular de soluciones. Generalmente la inmigración va a comprender entre un 5% a un 25% de la población final. (Fichter, 2000)

3.3.2.- Mezcla genética a partir de la iteración previa.

Este conjunto de proyectos es el encargado de guiar a los algoritmos genéticos hacia una solución óptima. Los algoritmos genéticos han tomado los mejores grupos de proyectos a partir de la iteración anterior y les ha permitido continuar propagándose. Los métodos aplicados para que los proyectos puedan seguir propagándose son muy numerosos, sin embargo, hay dos técnicas que son las más comúnmente aplicadas. El primero es la “cruza” (ilustración 11), en el cual dos conjuntos de proyectos son combinados para tomar una porción de cada uno de ellos. El segundo es la mutación (ilustración 12), en el cual pequeñas alteraciones son realizadas a algún conjunto de proyectos de la solución anterior. (Fichter, 2000)

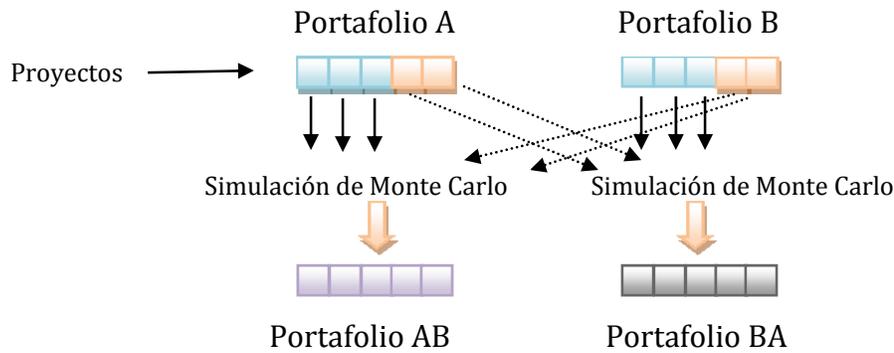


Ilustración 11.- Operador de cruce

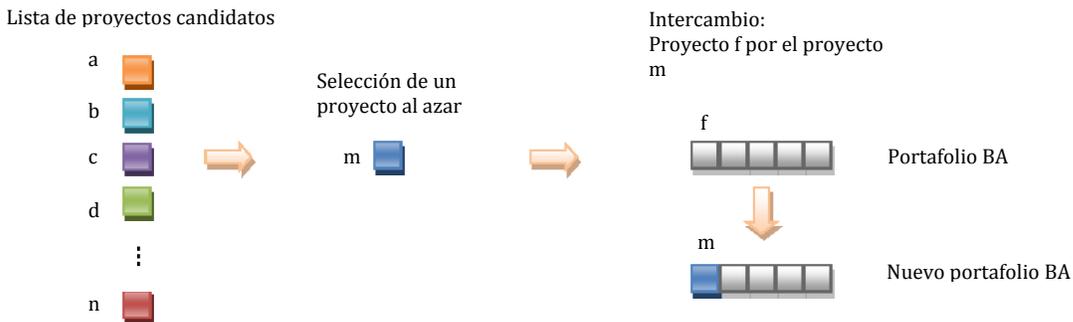


Ilustración 12.- Operador de mutación

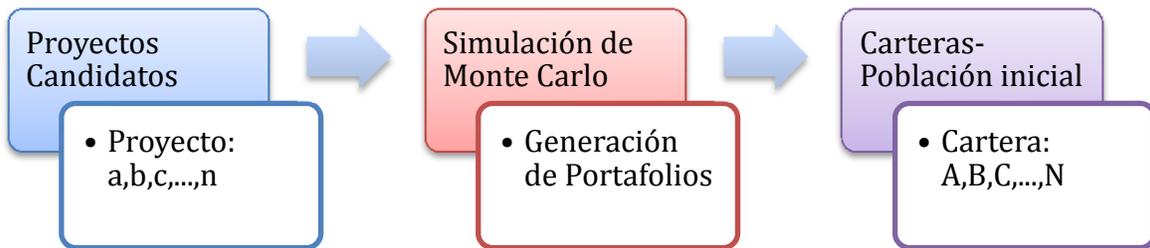
3.3.3.- Antecesores.

Como su nombre lo implica, esta fuente de grupos de proyectos es derivada a partir de la lista de todos los conjuntos de proyectos previos. Un algoritmo genético puede ser configurado de tal forma que busque el mejor paquete de proyectos que ha alguna vez encontrado (en la actualidad, un algoritmo genético casi siempre va a estar configurado para encontrar mucho más que una solución). El algoritmo genético de igual forma puede está configurado para introducir algunos de estos antecesores en la población. Esto debe realizarse con cuidado, ya que traer muchos antecesores muy seguido hará que el algoritmo genético se concentre en una sola porción del espacio de búsqueda.

Los antecesores nunca deben ser utilizados sin la inmigración, ya que los conjuntos de proyectos aleatorios son necesarios para obtener el máximo potencial fijado. Unos rangos típicos de antecesores son del 0% al 10% con alguna clase de evaluación lógica llevada a cabo para incluirlos. (Fichter, 2000)

3.3.4.- Ejemplo del funcionamiento de los algoritmos genéticos.

El análisis de los algoritmos genéticos comienza con la conformación de una población de individuos, para nuestro ejemplo serán una serie de portafolios de proyectos que han sido generadas a partir de las distribuciones de probabilidad de cada proyecto obtenida por simulación de Monte Carlo:



**Ilustración 13.-Carteras generadas por medio de la Simulación de Monte Carlo**

Una vez que se cuenta con la población inicial el paso siguiente es evaluar cada uno de los portafolios (individuos) con una función de adaptación la cual es generada a partir de las metas y restricciones a las que serán sometidos los portafolios. Como resultado del proceso anterior se obtiene una jerarquización de los portafolios basada en un conjunto de requerimientos por ejemplo el VPN, minimización de las inversiones, incorporación de reservas, producción, etc. Caso contrario a lo que solía obtener por medio de los métodos convencionales bajo los cuales se obtenía una jerarquización de los portafolios basándose únicamente en un parámetro, por lo general, el valor presente neto.

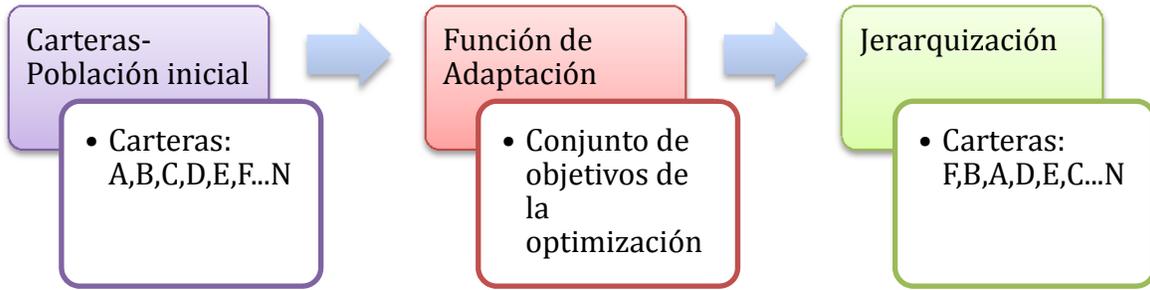


Ilustración 14.- Ordenamiento de la población inicial

Una vez realizado el ordenamiento de los portafolios el siguiente paso en el proceso es la selección de los portafolios mejor clasificados, para esto se toma un cierto porcentaje de los proyectos que resultaron como los mejores, mientras que el resto de los portafolios serán descompuestos en proyectos (recordemos que un portafolio se forma de un conjunto de proyectos) que serán reacomodados en una lista de proyectos candidatos.

Con la selección de los mejores portafolios es necesario verificar si se logró una solución óptima del problema y se alcanzaron los objetivos respetando todas las restricciones o en su defecto, que el algoritmo genético ha generado ya el número de iteraciones máximo que se le ha permitido.

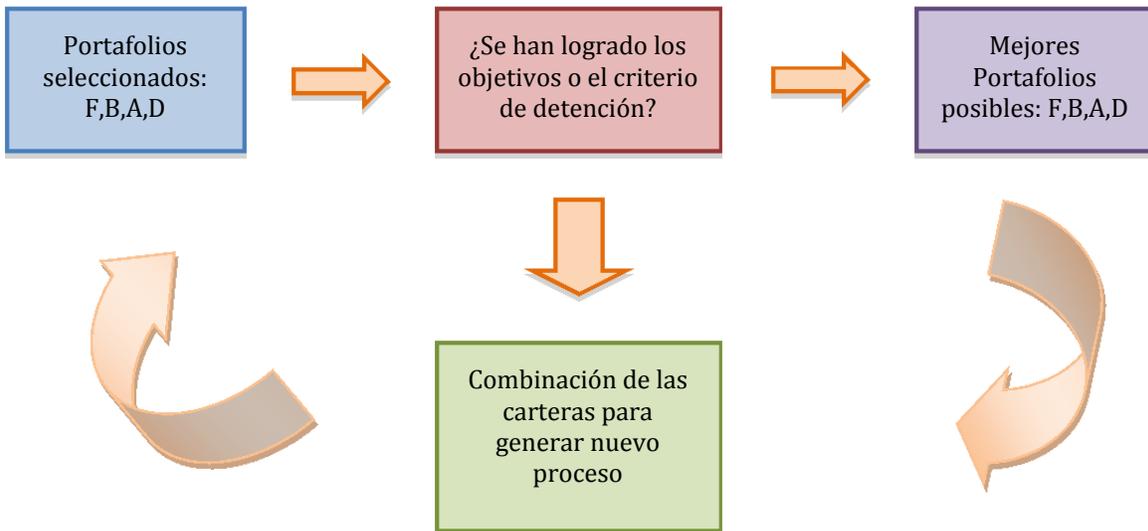


Ilustración 15.- Criterio de detención del Algoritmo Genético

En el caso que no se hayan cumplido ninguno de los criterios de selección se prosigue con el proceso de combinación de portafolios, es decir que se recurre a los tres operadores de cambio: cruza (ilustración 11), antecesoros e inmigración. El uso de

dichos operadores dentro del proceso busca generar una población diferente que a cada iteración cumpla cada vez más con el valor de las metas y/o restricciones de la manera más óptima. Es decir, buscar siempre la combinación más adecuada para generar el portafolio de inversiones que represente la mejor opción.

Claro que lo anterior, no es un proceso que nos va a proporcionar con la solución que debe ser considerada por los tomadores de decisiones como la única y la más adecuada, sin embargo, si proporciona a dichas personas con herramientas de análisis suficientes para considerar la combinación de proyectos que serán aceptados a la hora de tomar las decisiones.

### **3.4.- El panorama global de la optimización de portafolio**

Se ha encontrado una gran cantidad de casos alrededor del mundo donde la teoría de portafolio de Markowitz es aplicada recurrentemente para apoyar a las personas que toman las decisiones en las empresas de exploración y producción de hidrocarburos.

Los ejemplos son variados, desde proyectos de exploración hasta proyectos de explotación de aceite y gas. Sin embargo, aquellos donde se prestaba la mayor atención en la toma de decisiones fueron los proyectos de exploración cuya finalidad era descubrir y estimar nuevas reservas de hidrocarburos para el país. Asimismo, en el caso internacional, empresas que operan en países como el Reino Unido, Senegal, Mauritania, Marruecos, entre otros, fueron encontradas recurrentemente en la explicación de los caso de aplicación de este método.

Un número importante de artículos técnicos que hablan sobre la optimización de portafolio y el uso de la teoría de portafolio para la administración y soporte de selección de proyectos en diversas compañías han sido consultados, sin embargo, por lo general se utilizan nombres genéricos o no se menciona el lugar de la operación. Dado lo anterior no se pueden dar datos exactos sobre los lugares dónde se está aplicando esta técnica, aunque las compañías de servicios que proporcionan o que operan software especializado en administración de portafolios cuentan con presencia en gran parte de los países que tienen una fuerte participación en la industria petrolera.

La empresa Schlumberger®, por ejemplo, cuenta con presencia en más de 80 países y dentro de los servicios que proporciona se encuentra el análisis de cartera por medio de su software especializado llamado Capital Planning®, que forma parte de la paquetería especializada en análisis de proyectos y evaluación de los mismos conocida como Merak®.

### **3.5.- Software especializado para análisis de portafolio (Merak Capital Planning)**

Durante el desarrollo de esta tesis se ha trabajado con el software Merak®, y especialmente con Capital Planning®, que es el programa que se ofrece en el mercado para realizar la optimización de portafolios por parte de la compañía Schlumberger y

al cuál se tuvo acceso para realizar este estudio. Es debido a lo anterior que el proceso se enfocará en base a lo que se ha podido aprender del uso de dicha paquetería, sin embargo, debe estar claro que en el mercado existen otras opciones disponibles para el mismo fin.

No es objetivo de esta tesis crear un manual del uso del programa, simplemente se establecerá de manera puntual y a forma de guía el cómo se realiza una optimización de portafolio de proyectos petroleros con la ayuda de este software.

Ya se ha establecido en los capítulos anteriores que todo proyecto petrolero para su evaluación económica debe encontrarse respaldado por una incorporación y/o explotación de algún recurso o reserva de hidrocarburos. Además, es preciso establecer que la administración de los proyectos de las empresas petroleras basados en la teoría de portafolios ha demostrado agregar valor al cumplir con los objetivos y metas impuestos por las empresas mismas, así como proporciona una gran cantidad de información que servirá de apoyo para las personas que toman las decisiones.

La paquetería Merak® es un conjunto de programas que engloban todo lo que se ha mencionado ya en capítulos anteriores, en especial, Capital Planning es la cúspide de todos esos programas ya que en él podemos tomar los valores de cada uno de los proyectos obtenidos desde una plantilla de resultados de MODEX® (Software especializado para establecer proyectos exploratorios utilizado por PEMEX), y por medio del apoyo de otro software de la paquetería llamado Merak PEEP® realizar los cálculos correspondientes al desempeño de cada uno de los proyectos. En otras palabras, Capital Planning® utiliza a PEEP para realizar los cálculos pero nos otorga la posibilidad de llevar a cabo un análisis más amplio, además de que no se tiene que realizar la operación una vez por cada proyecto, sino que simplemente se realiza una corrida del programa buscando la maximización de algún valor o indicador económico y se obtienen los resultados para cada uno de los niveles de análisis y para cada uno de los proyectos ó unidades de inversión. Además, en PEEP por lo general se obtienen algunos reportes con el valor de los resultados de manera numérica en tablas, en Capital Planning es posible analizar de manera gráfica el comportamiento de las carteras, proyectos ó unidades de inversión si así se desea, y enfrentarlas unas con otras para observar su comportamiento.

Se reitera que no es objetivo de esta tesis realizar un manual de uso para dichos programas, sin embargo, el capítulo siguiente se generará un caso práctico donde será posible demostrar que la aplicación de un software de esta naturaleza para realizar la optimización de portafolios de proyectos petroleros, basándose en la teoría de portafolio de Harry Markowitz, es una herramienta que proporcionará una agregación extra de valor en comparación con el análisis convencional.

La herramienta puede ser utilizada para diversos análisis de la información, ya sea que se desee de manera gráfica o por medio de tablas con los datos incluidos. También muestra una gran flexibilidad para observar dicha información y de esta forma apoyar a quienes toman las decisiones a tener una idea más clara del comportamiento de sus

activos. Además, el optimizador puede ser utilizado para otros fines, por ejemplo cuando se está planeando el movimiento de equipos de perforación durante el desarrollo de campos, es muy importante que todos los equipos se encuentren coordinados de tal forma que se busque maximizar el uso de las herramientas contra el tiempo de operación. Es decir, procurar que los equipos se encuentren operando la mayor parte del tiempo y no que tengan lapsos en los que se mantengan sin trabajar, lo que genera retrasos en los tiempos de entrega de los pozos y además, continua generando costos de operación para la empresa operadora, en el caso de nuestro país, PEMEX – Exploración y Producción.

No obstante, la herramienta por muy buena que sea, no deja de ser sólo una herramienta, y se debe tener en claro la idea que si bien nos apoya a realizar estudios de proyectos con la teoría de portafolios, la herramienta no trabaja por sí misma, pues, gran parte del valor agregado de utilizar dicho software se encuentra en la sensibilidad que tenga el analista para interpretar la información, establecer metas, restricciones y dependencias entre las unidades de inversión.

Es por eso que si bien se debe tener un cierto conocimiento de las teorías económicas y los indicadores económicos que entran en juego para este análisis, es fundamental contar con una base sólida de los conceptos de la ingeniería petrolera y de la probabilidad. Lo anterior debido a que al momento de realizar un análisis muchas veces es necesario contar con la sensibilidad suficiente y el conocimiento de la situación en la que se encuentre el país, o la empresa operadora para la cual se realiza el estudio, para decidir sobre el destino de algunos proyectos ó unidades de inversión. Sobre todo cuando se desea generar un escenario inferior y algunas unidades de inversión deberán ser retrasadas en el tiempo, de tal forma que se diferirán todos los valores que entren en el análisis (inversiones, número de pozos, reservas, producción de aceite, producción de gas, etc.). Sin embargo, no se trata sólo de tomar proyectos al azar y decidir que se van a retrasar sus unidades de inversión para lograr generar un escenario inferior, algunos de estos proyectos son claves en el desarrollo de los planes de negocio de las empresas y no es posible darles algún movimiento.

A continuación se presenta un apartado de esta sección donde se busca explicar de manera general el proceso para el análisis de una optimización de portafolio con Capital Planning®.

3.5.1.- El proceso de análisis en Capital Planning

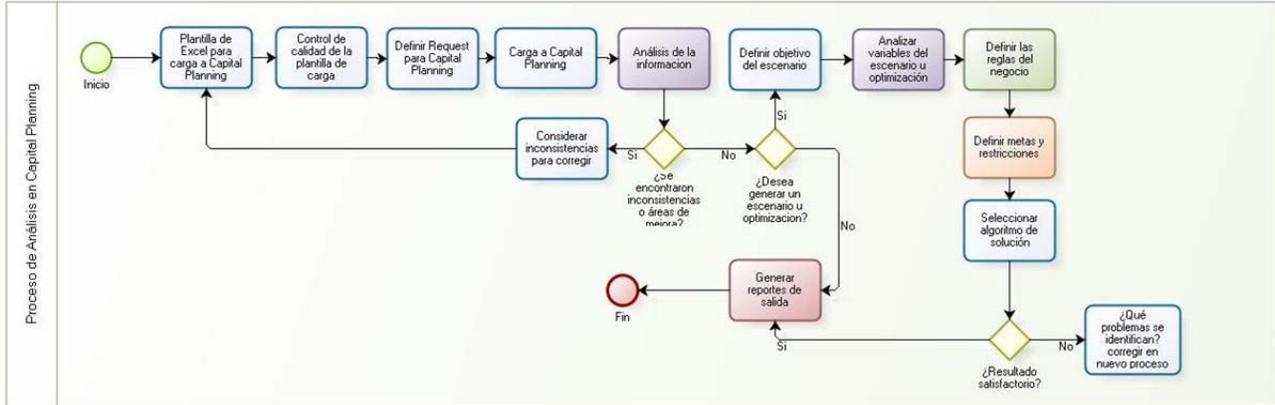


Ilustración 16.- Proceso de análisis en Capital Planning

El proceso de análisis en Capital Planning consiste en los siguientes pasos los cuales se muestran en la ilustración 16:

**Plantilla de Excel para carga a Capital Planning.-** Se debe generar una plantilla en formato Excel para cargar los datos a la base de datos de Capital Planning. En dicha plantilla se deben incluir todas las variables definidas (no las que se espera calcular) que entrarán en el análisis.

**Control de calidad de la plantilla de carga.-** Se debe revisar la plantilla de Excel a fin que no contenga detalles que provocarían error al momento de cargar la plantilla a Capital Planning.

**Definición de Request para Capital Planning.-** La plantilla debe ser cargada a Merak Peep una vez hecho lo anterior se debe generar un Request (plataforma de intercambio de información entre Peep y Capital Planning) en el cual se va a establecer el periodo de evaluación (15, 25, 50 años o más; se recomienda un periodo amplio de análisis) de los proyectos. Además se deben seleccionar los proyectos que se desean analizar y optimizar en Capital Planning.

En la plantilla cargada es necesario agregar los parámetros de usuario que se deseen para realizar el análisis a un cierto nivel de detalle, por ejemplo: proyectos conceptuales, cuencas, regiones, ubicación, régimen fiscal, alternativa, etc.

**Carga a Capital Planning.-** Se ejecuta el Request para guardar los datos y resultados, de los proyectos deseados, en Capital Planning con las características definidas en el Request.

**Análisis de la información en Capital Planning.-** Una vez cargada la información a Capital Planning debe ser analizada con gráficas y tablas con el fin de profundizar en el conocimiento de los proyectos y familiarizarse con ellos antes de ser optimizados. Se debe analizar la información a diferentes niveles de estudio (nivel de unidades de

inversión, a nivel de proyectos, regiones, cuencas, ubicación, etc.) y por diferentes variables (inversión total, inversión exploratoria, reservas, producción, número de pozos exploratorios, etc.).

Se debe realizar un análisis completo de la correcta documentación de las dependencias cronológicas entre unidades de inversión (con el apoyo de un reporte de time series grid con las variables de reservas o número de pozos exploratorios ó cualquier otra variable que ayude a validar las dependencias).

Debe existir consistencia entre variables; por ejemplo al comparar número de pozos contra el perfil de reservas deben coincidir la incorporación de reservas con las perforaciones de los pozos. De manera análoga, debe existir una inversión exploratoria con cada perforación de un pozo exploratorio si se compara la inversión contra los pozos.

Finalmente, se debe verificar que las unidades de inversión no tengan periodos de vida muy largos, valores muy grandes en sus variables o cambios bruscos (diferencias fuertes) en sus variables a través del tiempo. Lo anterior para facilitar la optimización y no castigar a una gran parte del proyecto con tal de cumplir con las metas u objetivos establecidos por la organización.

**¿Se encontraron inconsistencias o áreas de mejora?** .- En este punto del proceso se busca conocer si existen errores o áreas de mejora en la documentación de los proyectos con el fin de que los datos sean consistentes y se cuente con información correcta para la realización de un escenario u optimización. Se trata de una revisión de todos los pasos anteriores. En caso que se tenga una respuesta afirmativa a esta pregunta y efectivamente se han encontrado inconsistencias o áreas de mejora se debe proceder a considerar estas inconsistencias para corregir la documentación en la plantilla de Excel para carga en Capital Planning En caso contrario se procede a la siguiente pregunta ¿Desea generar un escenario u optimización?.

**Consideración de inconsistencias para corregir.**- Se deben enlistar y comunicar claramente los comentarios y las mejoras que se desean realizar a la documentación de la cartera para volver a llevar a cabo las corridas correspondientes a los proyectos y generar una nueva plantilla de carga en Excel. Si se ha decidido llevar a cabo esta operación se deben realizar nuevamente todos los pasos consecuentes en el flujo (no brincar pasos).

**¿Desea generar un escenario u optimización?** .- En este punto debe tomarse la decisión de generar un escenario u optimización del portafolio de proyectos con el que estamos trabajando. En caso que no se desee generar un escenario u optimización se pueden generar reportes de salida. De manera contraria, si se desea generar un escenario u optimización debe definirse el objetivo o misión de dicho escenario.

**Generar reportes de salida.**- Con la información que se ha cargado a Capital Planning podemos obtener reportes de salida donde se puede observar de manera

gráfica el comportamiento de cada una de las variables y de esta forma poder compararlas. De manera análoga existe la posibilidad de observar la información de forma numérica en tablas de series de tiempo y/o indicadores.

**Definir el objetivo o misión del escenario.-** Se decide o identifica qué es lo que se busca optimizar ó que es lo que se quiere obtener en el escenario, por ejemplo, alcanzar máxima producción, minimizar la inversión, obtener un cierto comportamiento para la incorporación de reservas o para ciertas variables, etc. Este punto es clave en proceso ya que de él depende el enfoque o la forma en que se va a trabajar en la generación del escenario.

**Analizar variables del escenario u optimización.-** Verificar si con la documentación actual y con la calendarización que tienen las unidades de inversión y los proyectos es posible alcanzar el escenario deseado o si es necesario llevar algunas unidades de inversión o proyectos al denominado “tiempo cero” para tener más potencial o recursos los primeros años de tal manera que puedan ser distribuidos en el tiempo durante la optimización para alcanzar las metas.

**Definir las reglas del negocio.-** Como primer paso en las reglas del negocio es establecer los proyectos o unidades de inversión que son estratégicas en el negocio, es decir, que deben estar siempre incluidos en la cartera de inversiones aun posteriormente al proceso de optimización.

Posteriormente se debe establecer el rango de movimiento que pueden tener los proyectos o las unidades de inversión.

Una vez hecho esto se debe establecer que proyecto o unidades de inversión pueden encontrarse presentes o no al final del proceso de optimización. Las opciones aquí son “always in” en la cual los proyectos o unidades de inversión siempre deben estar presentes, “always out” en el cual los proyectos nunca van a estar presentes en el portafolio de inversiones final. Y por último “libre” en el cual los proyecto o unidades de inversión podrían estar incluidos o no en el portafolio de inversiones ya optimizado.

Finalmente, en este paso definimos que unidades de inversión dependen de otras ya sea de forma cronológica o de participación. En el caso de las dependencias cronológicas se trata de que unidades de inversión deben iniciar antes que otras. En cuanto a las dependencias de participación se refiere a que si una unidad de inversión o un proyecto entra en la cartera de inversiones otra unidad deberá estar fuera, o si se encuentra una presente la otra también debe estar presente, y finalmente, que si una no se encuentra presente la otra tampoco estará presente.

De igual forma existen dependencias de participación entre grupos, por ejemplo, se puede decidir tomar 2 unidades de inversión de un grupo seleccionado, por lo tanto tomará 2 unidades de manera aleatoria y se excluirán las otras que conformen el grupo.

**Definir metas y restricciones.-** El analista debe asegurarse de que la información que está manejando es adecuada y además de qué forma va a establecer las metas y los objetivos en cada una de las variables por ejemplo, como máximo [a lo mucho] (at most) un valor de reserva por cada año para un horizonte de análisis determinado, como mínimo [a lo menos] (at least) un valor de reserva por cada año para un horizonte de análisis determinado, y así sucesivamente para las otras variables de análisis dependiendo lo que se busque.

No es necesario para cada análisis establecer un rango objetivo, es decir, un valor máximo y un valor mínimo que podrá alcanzar la función, podría únicamente establecer un techo (valor máximo) o una base (valor mínimo) al cual se deberá ajustar la variable que se busca optimizar. Debemos tener en claro que en el caso que el rango de las metas y objetivos para alguna variable sea demasiado “ajustado” se complicará mucho más la tarea del optimizador en conjunto con la del analista.

Una vez que hemos analizado las variables que deberán cumplir las metas y restricciones proseguimos con la definición de estas últimas, de tal forma que se establece cuáles son los proyectos o unidades de inversión que deben cumplirlas, de dichos proyectos o unidades de inversión cuales son las variables que se someterán a las restricciones y buscarán lograr las metas; que valores son los que se tendrán como metas u objetivos para cada una de las variables sometidas.

**Seleccionar y ejecutar algoritmo de optimización.-** Como ya hemos revisado antes en este capítulo, tenemos la opción de resolver por programación lineal (más recomendado pues asegura encontrar la solución más óptima en caso de existir) o por algoritmos genéticos (encuentra un grupo de soluciones óptimas, pero no nos asegura cual de ellas es la mejor).

**¿Resultados Satisfactorios? .-** En caso que los resultados no sean satisfactorios se debe analizar ¿por qué no es satisfactorio?, que problemas se identifican en el escenario y en este caso proceder a ¿qué problemas se identifican? Corregir en proceso nuevo. En caso que el resultado sea bueno se debe proseguir con la generación de reportes de salida.

**¿Qué problemas se identifican? Corregir en nuevo proceso.-** En este punto es necesario identificar las áreas de mejora dentro del proceso y corregir exactamente en el área en específico por ejemplo definir nuevas metas y restricciones, cambiar las reglas del negocio, es decir, alterar el movimiento o las dependencias de las unidades de inversión, cambiar la calendarización de las unidades de inversión, etc.

**Generar reporte de salida.-** En este caso se debe generar una plantilla de Excel con los movimientos en el tiempo aplicados a las Unidades de Inversión o proyectos del escenario optimizado, se deben tomar en cuenta los movimientos que se realizaron a las unidades de inversión y/o a los proyectos una vez que han sido optimizados y

generar un archivo de Excel actualizado con dichos movimientos. Es decir, la generación de una plantilla final en Excel con los datos ya optimizados.

## Capítulo IV

### El Caso Práctico

A lo largo de este capítulo se mostrará con un ejemplo práctico cómo varían los resultados de un portafolio de proyectos de exploración manteniendo presentes sus proyectos y unidades de inversión, y cambiando únicamente las restricciones en inversiones. El cambio en las inversiones para la generación de cada portafolio optimizado responde a que es la variable que, por lo general, es castigada por los inversionistas o por las dependencias gubernamentales encargadas de proporcionar el capital para realizarlas. En primera instancia se mostrará el resultado de un proceso de optimización realizado de manera determinista, y posteriormente, los resultados de una optimización de portafolio realizada de manera probabilista o estocástica.

Un portafolio de proyectos de exploración constituye el mecanismo de documentación de proyectos exploratorios. Incluye los proyectos de inversión formulados por cada Activo Regional de Exploración, tomando en consideración una cantidad limitada de recursos, jerarquizados y aprobados por la empresa.

Para este ejemplo se trabajará con una base de proyectos de exploración de una empresa hipotética, donde el objetivo será analizar una serie de portafolios óptimos generados y seleccionar aquel que nos proporciona el mayor valor económico, por medio de indicadores económicos como el valor presente neto (VPN), al menor riesgo y su comparación con el escenario base u original. De igual forma, al tratarse de una serie de proyectos de exploración una de las variables de mayor importancia son las reservas que se espera incorporar. Por lo que otro de los puntos importantes a analizar y que se busca conocer es ¿Cuánto de esta reserva podrá ser incorporada? Es decir, obtener la tasa de restitución de reservas del portafolio óptimo, tomando en consideración una base de explotación hipotética.

Ya en el capítulo I se ha hablado de los volúmenes de reservas de hidrocarburos con los que se cuenta en cada una de las cuatro regiones petroleras que maneja Pemex-Exploración y Producción de manera administrativa. A continuación se presenta un mapa de la división regional de México de acuerdo a Pemex-Exploración y Producción (Ilustración 17).

## Mapa Regional de Pemex- Exploración y Producción



Ilustración 17.- Mapa de División Regional de México de acuerdo con Pemex-Exploración y Producción Fuente: Pemex.com

Debido a que se trabajará con una cartera conformada por proyectos de Exploración exclusivamente a continuación se muestran en un mapa las ubicaciones de dichos proyectos, divididos por proyectos de evaluación de potencial y de incorporación de reservas. (Ilustración 18 y 19)

Para el ejemplo que se desarrolló en esta tesis, el horizonte de planeación de acuerdo a las premisas institucionales en el área de planeación de proyectos de exploración de Pemex- Exploración y Producción es de 50 años (documentados). Sin embargo, las evaluaciones oficiales se llevan a cabo para un periodo de 15 años únicamente.

La base de datos consta de 27 proyectos de exploración divididos entre proyectos de evaluación del potencial y proyectos de incorporación de reservas. Los datos correspondientes a las inversiones en MMpesos a 15 años y a 50 años pueden ser observados en la tabla 11. Asimismo, en la ilustración 21 se muestran dichas inversiones para la componente de exploración de cada proyecto tanto para el periodo de 15 años como para el de 50. En la ilustración 22 se observa la gráfica de las inversiones para los periodos de 15 años y total (50 años) en la componente de Futuro Desarrollo por cada proyecto de la Base Tesis.

### Proyectos Exploratorios de Evaluación del Potencial

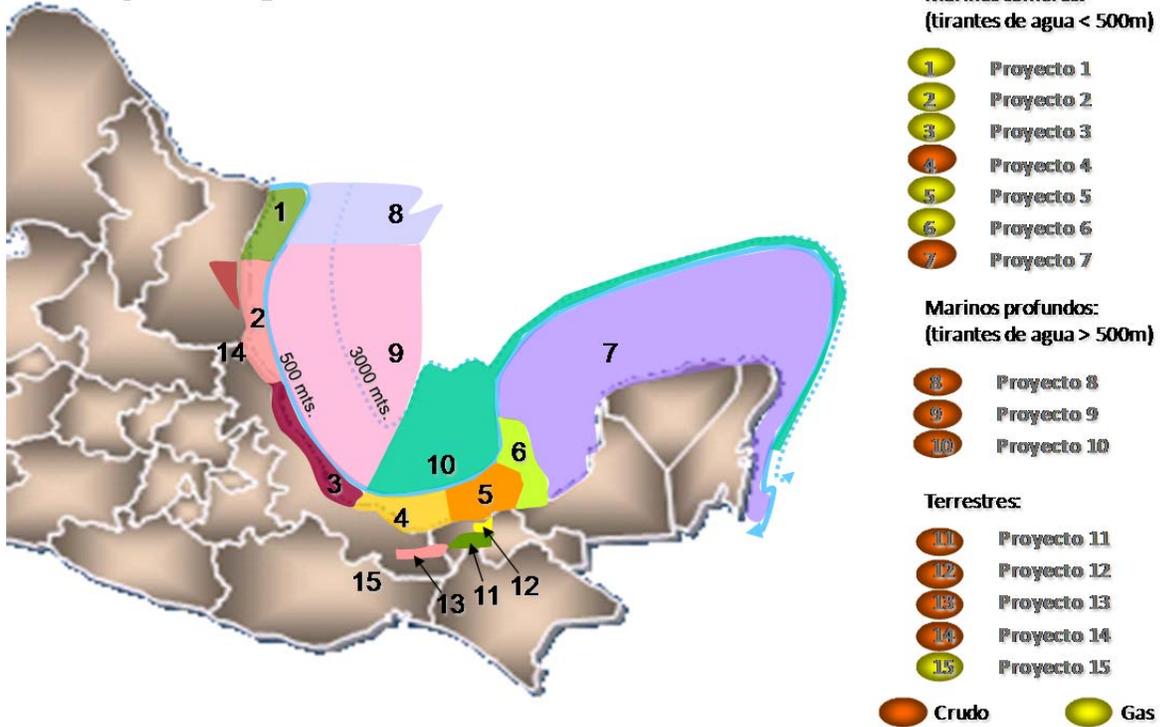


Ilustración 18.- Proyectos Exploratorios de Evaluación del Potencial

Fuente: Pemex.com

### Proyectos Exploratorios de Incorporación de Reservas

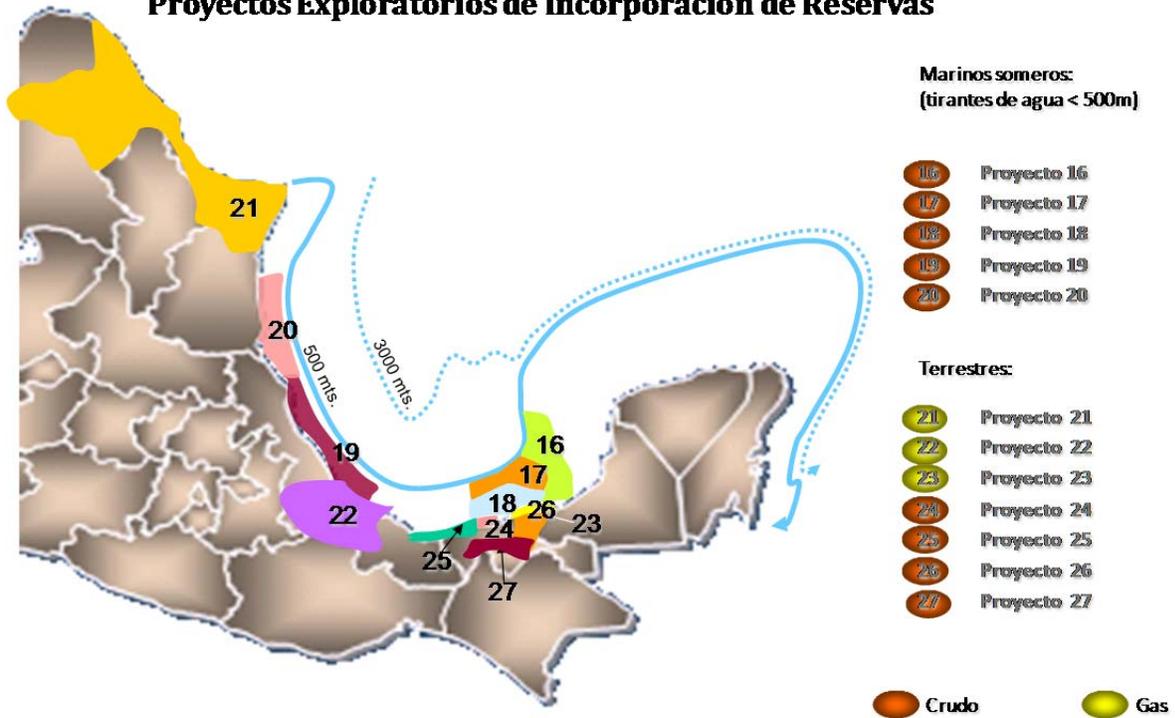


Ilustración 19.- Proyectos Exploratorios de Incorporación de Reservas

Fuente: Pemex.com

En cuanto a la incorporación de reservas por proyecto, en la ilustración 20 es posible observar el valor acumulado en MMbpce por proyecto para cada año documentado de la evaluación y el total del valor de las reservas a incorporar por proyecto.

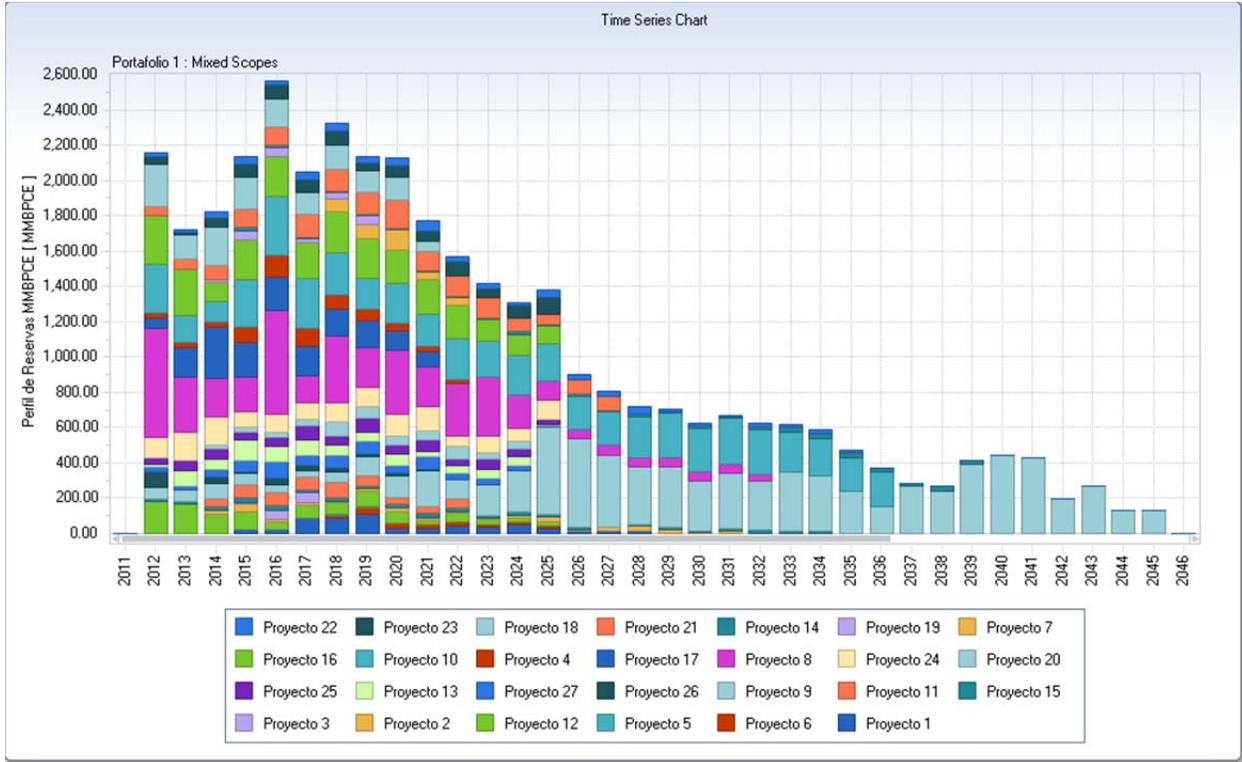


Ilustración 20.- Perfil de Reservas por proyecto

Tipo de Proyecto de Exploración	Nombre del Proyecto	Componente	Tipo de Proyecto	Inversiones MMpesos	
				Total a 15 años	Total
Evaluación del Potencial	Proyecto 1	- exploración	AGUAS SOMERAS	16,842.95	18,367.40
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	39,946.74	65,048.85
	Proyecto 1 Total			56,789.69	83,416.25
Evaluación del Potencial	Proyecto 2	- exploración	AGUAS SOMERAS	11,883.13	17,786.26
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	9,679.32	20,405.28
	Proyecto 2 Total			21,562.45	38,191.55
Evaluación del Potencial	Proyecto 3	- exploración	AGUAS SOMERAS	2,500.01	2,500.01
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	8,642.32	10,145.60
	Proyecto 3 Total			11,142.33	12,645.61
Evaluación del Potencial	Proyecto 4	- exploración	AGUAS SOMERAS	26,647.49	26,647.49
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	30,345.87	40,596.18
	Proyecto 4 Total			56,993.36	67,243.67
Evaluación del Potencial	Proyecto 5	- exploración	AGUAS SOMERAS	1,433.69	1,433.69
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	873.46	1,082.62
	Proyecto 5 Total			2,307.16	2,516.31
Evaluación del Potencial	Proyecto 6	- exploración	AGUAS SOMERAS	9,831.29	9,831.29
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	11,580.75	15,909.60
	Proyecto 6 Total			21,412.04	25,740.88
Evaluación del Potencial	Proyecto 7	- exploración	AGUAS SOMERAS	11,320.25	11,320.25
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	12,387.77	20,618.00
	Proyecto 7 Total			23,708.02	31,938.25
Evaluación del Potencial	Proyecto 8	- exploración	AGUAS PROFUNDAS	146,311.26	166,248.56
		- futuro desarrollo	AGUAS PROFUNDAS	289,189.75	643,769.85
	Proyecto 8 Total			435,501.01	810,018.41
Evaluación del Potencial	Proyecto 9	- exploración	AGUAS PROFUNDAS	86,113.69	303,314.54
		- futuro desarrollo	AGUAS PROFUNDAS	55,698.37	1,005,322.60
	Proyecto 9 Total			141,812.06	1,308,637.14
Evaluación del Potencial	Proyecto 10	- exploración	AGUAS PROFUNDAS	105,609.19	183,645.32
		- futuro desarrollo	AGUAS PROFUNDAS	250,936.53	712,230.62
	Proyecto 10 Total			356,545.72	895,875.94
Evaluación del Potencial	Proyecto 11	- exploración	TERRESTRES	10,306.50	10,306.50
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	11,324.75	14,828.95
	Proyecto 11 Total			21,631.25	25,135.45
Evaluación del Potencial	Proyecto 12	- exploración	TERRESTRES	22,946.49	22,946.49
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	44,795.04	52,981.93
	Proyecto 12 Total			67,741.53	75,928.42
Evaluación del Potencial	Proyecto 13	- exploración	TERRESTRES	20,077.76	20,077.76
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	22,134.51	32,529.46
	Proyecto 13 Total			42,212.28	52,607.23

Evaluación del Potencial	Proyecto 14	- exploración	TERRESTRES	1,954.37	4,418.98
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	4,514.55	22,551.52
	Proyecto 14 Total			6,468.92	26,970.50
Evaluación del Potencial	Proyecto 15	- exploración	TERRESTRES	9,619.52	10,907.89
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	11,683.35	19,801.82
	Proyecto 15 Total			21,302.87	30,709.72
Incorporación de Reservas	Proyecto 16	- exploración	AGUAS SOMERAS	85,660.73	85,660.73
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	158,448.05	217,836.76
	Proyecto 16 Total			244,108.78	303,497.49
Incorporación de Reservas	Proyecto 17	- exploración	AGUAS SOMERAS	56,797.15	56,797.15
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	96,754.88	122,706.38
	Proyecto 17 Total			153,552.04	179,503.53
Incorporación de Reservas	Proyecto 18	- exploración	AGUAS SOMERAS	56,058.08	56,058.08
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	98,329.62	125,199.74
	Proyecto 18 Total			154,387.70	181,257.82
Incorporación de Reservas	Proyecto 19	- exploración	AGUAS SOMERAS	9,391.74	9,391.74
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	14,734.11	18,342.02
	Proyecto 19 Total			24,125.85	27,733.76
Incorporación de Reservas	Proyecto 20	- exploración	AGUAS SOMERAS	27,549.37	27,549.37
		- futuro desarrollo	AGUAS SOMERAS	19,634.16	28,815.08
	Proyecto 20 Total			47,183.53	56,364.45
Incorporación de Reservas	Proyecto 21	- exploración	TERRESTRES	37,348.21	39,772.02
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	72,054.69	100,902.83
	Proyecto 21 Total			109,402.90	140,674.85
Incorporación de Reservas	Proyecto 22	- exploración	TERRESTRES	13,314.09	15,738.86
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	21,226.77	37,223.97
	Proyecto 22 Total			34,540.85	52,962.83
Incorporación de Reservas	Proyecto 23	- exploración	TERRESTRES	27,836.89	27,836.89
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	25,872.41	39,602.48
	Proyecto 23 Total			53,709.30	67,439.37
Incorporación de Reservas	Proyecto 24	- exploración	TERRESTRES	36,033.47	36,033.47
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	61,692.31	81,649.76
	Proyecto 24 Total			97,725.78	117,683.23
Incorporación de Reservas	Proyecto 25	- exploración	TERRESTRES	24,172.89	24,172.89
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	23,300.07	33,803.91
	Proyecto 25 Total			47,472.96	57,976.80
Incorporación de Reservas	Proyecto 26	- exploración	TERRESTRES	4,376.36	4,376.36
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	12,544.34	14,476.58
	Proyecto 26 Total			16,920.70	18,852.94
Incorporación de Reservas	Proyecto 27	- exploración	TERRESTRES	16,658.66	16,658.66
		- futuro desarrollo	TERRESTRES	16,203.31	23,051.14
	Proyecto 27 Total			32,861.96	39,709.80
TOTAL Proyectos				2,303,123.03	4,731,232.19

Tabla 11.- Inversiones Base Exploración Tesis

### Inversión en Exploración (MMpesos)

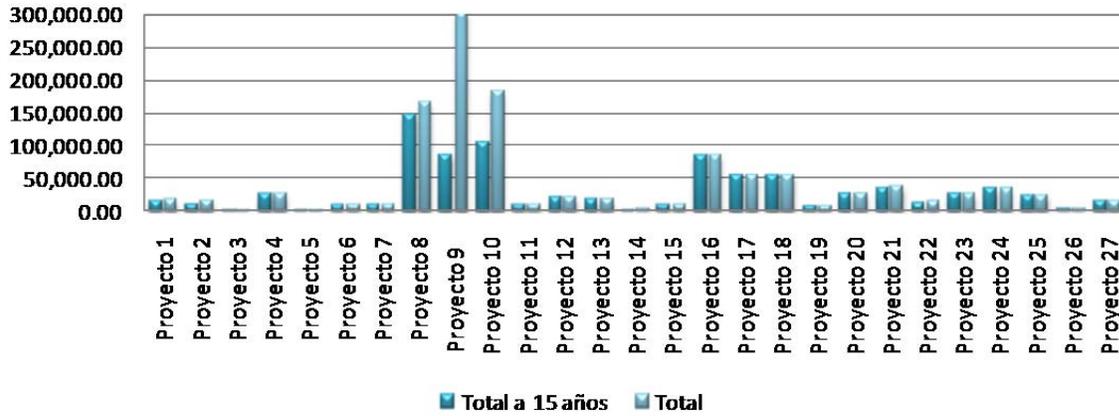


Ilustración 21.- Gráfica Inversión en Exploración Base Tesis

### Inversión en Futuro Desarrollo (MMpesos)

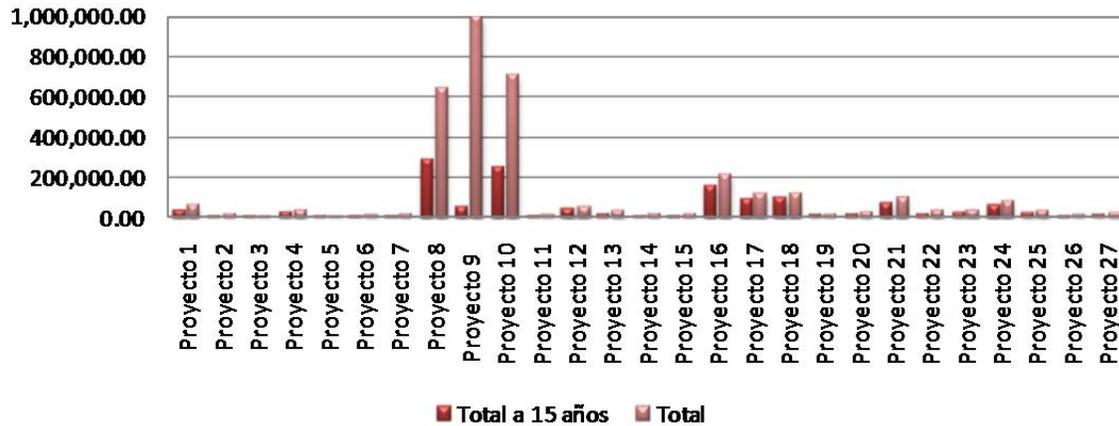


Ilustración 22.- Gráfica Inversión en Futuro Desarrollo Base Tesis

Ya en el capítulo anterior (Capítulo III) se ha explicado el proceso de análisis de una optimización de portafolio para el caso específico del software Capital Planning, sin embargo, es bueno retomar dicho análisis desde un punto de vista más general, ya que se debe tener un panorama más básico del flujo de trabajo en una optimización de portafolio para aprovechar mejor los ejemplos que se presentan en este capítulo.

Como es posible observar en la ilustración 23, el proceso de análisis en un optimizador es bastante directo y secuencial, todo inicia con la selección de los proyectos que se desean optimizar, puede ser sólo un grupo de proyectos cómo se ha decidido tomar para el desarrollo de esta tesis, o trabajar con una cartera de proyectos completa. Claro está que un análisis más amplio, en el número de proyectos a optimizar y en la cantidad de reglas

del negocio, metas y restricciones, requiere de la inversión de un mayor tiempo de estudio y dedicación al escenario.

Posteriormente, dichos proyectos pasan a una base de datos central la cual contiene la información de todos los proyectos seleccionados (actuales y anteriores) la cual es necesaria para ligarla a cualquier software o herramienta de apoyo para el análisis que se desea utilizar. Se debe tener siempre en cuenta que la cantidad de datos utilizados es muy amplia, y podrá crecer tanto como se desee para hacer más “fino” el modelo de optimización, es decir, que tenga un comportamiento más representativo de las condiciones que se tienen en el campo de trabajo.

Una vez que los datos son cargados a la base de datos central deben pasar por un control de calidad y validación de datos, ¿a qué se refiere esto?, el control de calidad se refiere a que los datos deben contar con un cierto formato para números, títulos de las variables de carga, entre otras cosas. En el caso de la validación de datos se debe tener cuidado con respetar en todas las casillas de la plantilla de carga con el formato predeterminado por el programa o la herramienta que se va a utilizar.

Ya que se ha realizado un control de calidad exhaustivo es necesario identificar los proyectos que se van a incluir para el escenario o simulación que se realizará, esto es porque puede que se desee tener un escenario sin considerar algún o algunos proyectos pero que, sin embargo, fueron considerados en la carga de los datos porque se desea comparar información con ellos o pueden ser útiles para escenarios o simulaciones siguientes. A los proyectos seleccionados, y a sus unidades de inversión correspondientes (de acuerdo al nivel de detalle en que se desee manejar la información), se deben aplicar metas, restricciones, objetivos y reglas del negocio, siendo estas últimas del tipo de participación de los proyectos (si los proyectos deben entrar en el escenario, mantenerse fuera del mismo o pueden tener la libertad de estar dentro o fuera). Posteriormente el analista por medio del programa de optimización realizará una prueba de factibilidad previa a la optimización y para determinar si el conjunto de proyectos y unidades de inversión con sus respectivas metas, restricciones, reglas, etc. es factible de poder lograrse (alcanzarse) y, en caso de ser factible, se inicia con el proceso de optimización por medio del cual será posible comenzar a observar resultados.

Cabe mencionar que para efectos de los resultados que se desean mostrar en este trabajo y de la enseñanza que se desea transmitir a través del mismo, se hablará indistintamente de la participación y de los movimientos en el tiempo que tuvieron los proyectos o las unidades de inversión considerando que los proyectos están conformados por una o más unidades de inversión y, por ende, al expresar el movimiento o cambio en alguno de estos elementos el otro también se ve afectado. Así, por ejemplo; al decir que al proyecto A se le permitió un movimiento máximo en el tiempo de 15 años entonces implícitamente se establece que sus Unidades de Inversión podrán desplazarse este mismo número de años máximo y viceversa. La relación entre proyectos y unidades de inversión se abordó en el Capítulo II.

El paso siguiente es vital, es el punto en el cual los analistas y los tomadores de decisiones observarán los resultados y decidirán si es necesario realizar cambios, para lo cual volverían a realizar el proceso una vez identificados qué proyectos o unidades de inversión no fueron satisfactorios o si es necesario cambiar o incorporar el escenario optimizado a un plan corporativo para que este sea aprobado por otros miembros de la empresa.

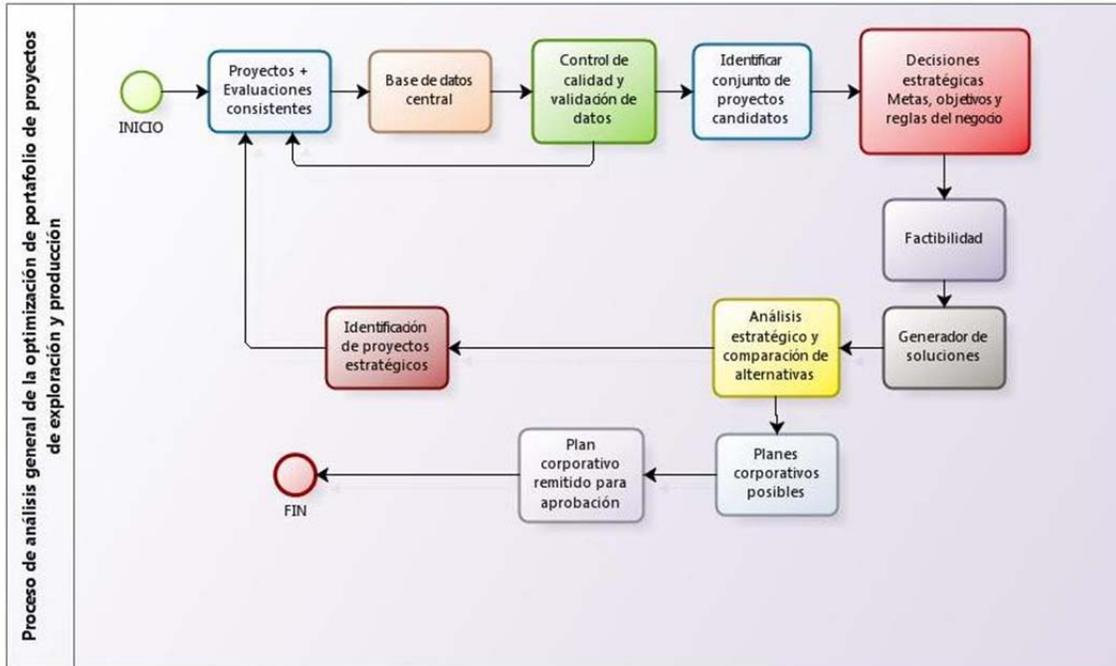


Ilustración 23.- Proceso general de la optimización de portafolio de proyectos de inversión Fuente: chlumberger

La mecánica de trabajo a seguir será por medio de la realización de un ejemplo de optimización de portafolio en la que se obtendrán cuatro portafolios diferentes los cuales fueron sometidos a un valor límite en las inversiones por año que no podrán rebasar. Cada portafolio será elaborado con un “techo” en las inversiones diferente. Finalmente se obtendrá la frontera de eficiencia de dichos portafolios y se decidirá cuál de ellos es el óptimo, es decir, aquel que proporciona el mayor valor presente neto con el menor riesgo y se compararán los resultados del portafolio óptimo con el conjunto de proyectos original (caso base).

No se debe perder de vista que el ejemplo puede ser tan complicado como se desee. Mientras más restricciones, metas, dependencias tanto en proyectos como en unidades de inversión y valores muy estrechos o muy elevados de las metas u objetivos definidos más trabajo le costará al programa encontrar una solución óptima al problema y esto se verá reflejado en el tiempo de simulación. Lo anterior aunado al tiempo de cómputo dependiente a las capacidades del hardware y el tiempo de análisis que les tomará a los expertos y a los tomadores de decisión para comparar resultados se puede constatar que el nivel de detalle manejado en la optimización y la complejidad de la misma afectan directamente el tiempo total del proceso de optimización de portafolios.

Ya se han retomado los aspectos principales del proceso general de la optimización de portafolio de proyectos de inversión (ilustración 23). Además, al principio de este capítulo se dieron a conocer los datos más relevantes de la denominada Base Tesis de proyectos de Exploración de una empresa hipotética con la cual se ha trabajado y a continuación se mostrarán los resultados obtenidos y el análisis correspondiente.

Las condiciones que se tuvieron para realizar el ejemplo fueron mantener todo el conjunto de proyectos posibles dentro del portafolio final, ya que dichos proyectos al formar parte de una base de proyectos de Exploración tienen una relación con los proyectos que conforman la base de Explotación de la empresa hipotética y por lo tanto no se puede decidir dejar fuera algún o algunos de los mismos sin considerar afectar directamente a la base de proyectos de Explotación.

Aunado a lo anterior, durante la generación de cada portafolio se ha ido castigando la variable de las inversiones ya que tiene a ser uno de los factores más “castigados” por los organismos responsables de proporcionar el capital o por los inversionistas.

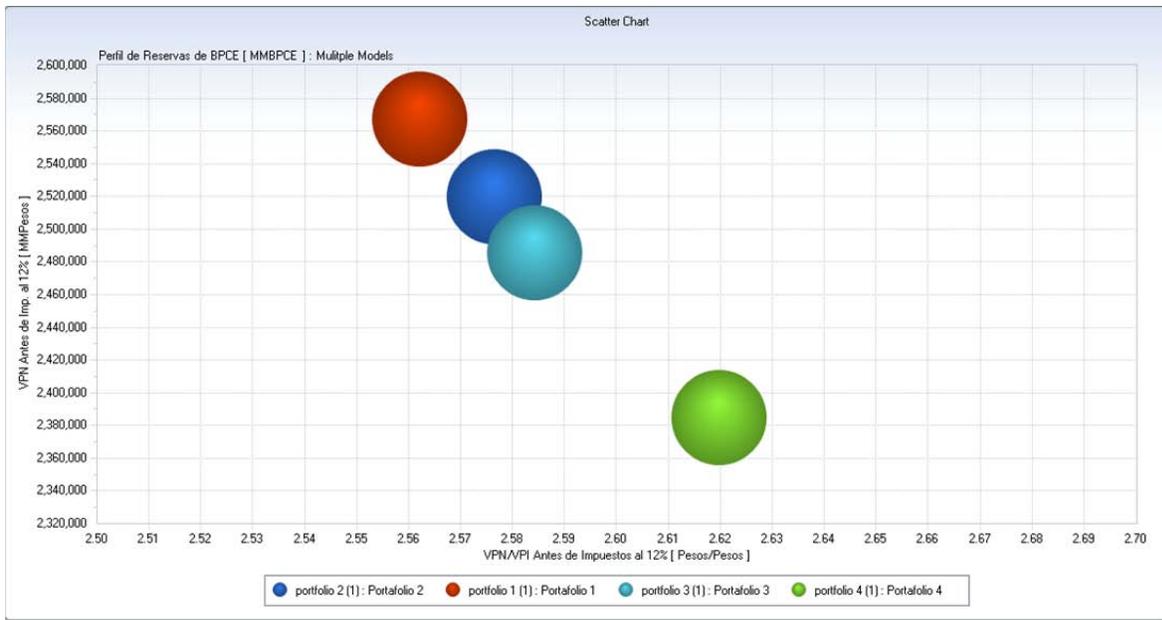
Los límites en inversiones que se utilizaron fueron los siguientes:

Portafolio	Límite en inversión (MMpesos)
1	40,000
2	37,000
3	35,000
4	30,000

Tabla 12.-Límites en inversión para portafolios optimizados

Asimismo, otra regla del negocio que se debió cumplir durante la generación de cada portafolio optimizado fue las dependencias entre las Unidades de Inversión que conforman cada proyecto y además que contaban con una libertad de movimiento en el tiempo de 0 a 15 años (15 años por ser el periodo de evaluación oficial).

Una vez realizadas las optimizaciones es necesario generar la frontera de eficiencia para comparar los resultados de los portafolios y apoyar a tomar la decisión sobre qué portafolio es el que nos genera el mayor VPN con un menor riesgo. Para este caso realizado de manera determinista se utilizará el Índice de Utilidad de la Inversión como la variable comparativa, además, de incluir una tercera variable como lo es el volumen de reserva que cada portafolio optimizado busca incorporar.



**Ilustración 24.-VPN vs VPN/VPI portafolios optimizados**

En la ilustración 24 es posible observar los resultados que se obtuvieron para los portafolios optimizados, en esta gráfica se puede comparar el Valor Presente Neto de cada portafolio optimizado vs su Índice de Utilidad de la Inversión, además, el tamaño de las burbujas simboliza una tercera variable de comparación que es el perfil de reservas en MMBpce que incorpora cada portafolio. En realidad, como cada portafolio optimizado se encuentra conformado por el mismo número de proyectos y exactamente iguales, entonces, incorporan el mismo volumen de reservas al final del periodo total documentado (50 años). Sin embargo, los portafolios optimizados no son iguales ya que el algoritmo de solución ha ordenado de forma diferente los proyectos que los conforman y sus correspondientes Unidades de Inversión.

Asimismo, en la ilustración 24 se puede identificar la diferencia que existe entre cada uno de los portafolios optimizados, por un lado, el portafolio número 1, marcado en color rojo, es aquel que proporciona el mayor VPN pero de igual forma el que presenta la menor eficiencia de la inversión o Índice de Utilidad de la Inversión. Lo anterior quiere decir que al seleccionar el portafolio optimizado número 1 como el portafolio óptimo se obtendrá el mayor ingreso al final del periodo de evaluación pero en cuanto al retorno de capital por cada unidad monetaria invertida será menor. Es necesario que se realice un análisis sobre qué tiene mayor importancia para decidir cuál será el portafolio que finalmente se seleccionará como el óptimo. Se recomienda analizar otras variables que puedan ser de interés para los tomadores de decisiones como es el flujo de efectivo acumulado para cada portafolio optimizado (ilustración 25) en donde es posible observar que nuevamente el portafolio optimizado número 1 es aquel que proporciona el mayor flujo de efectivo acumulado al final del periodo de evaluación (15 años).

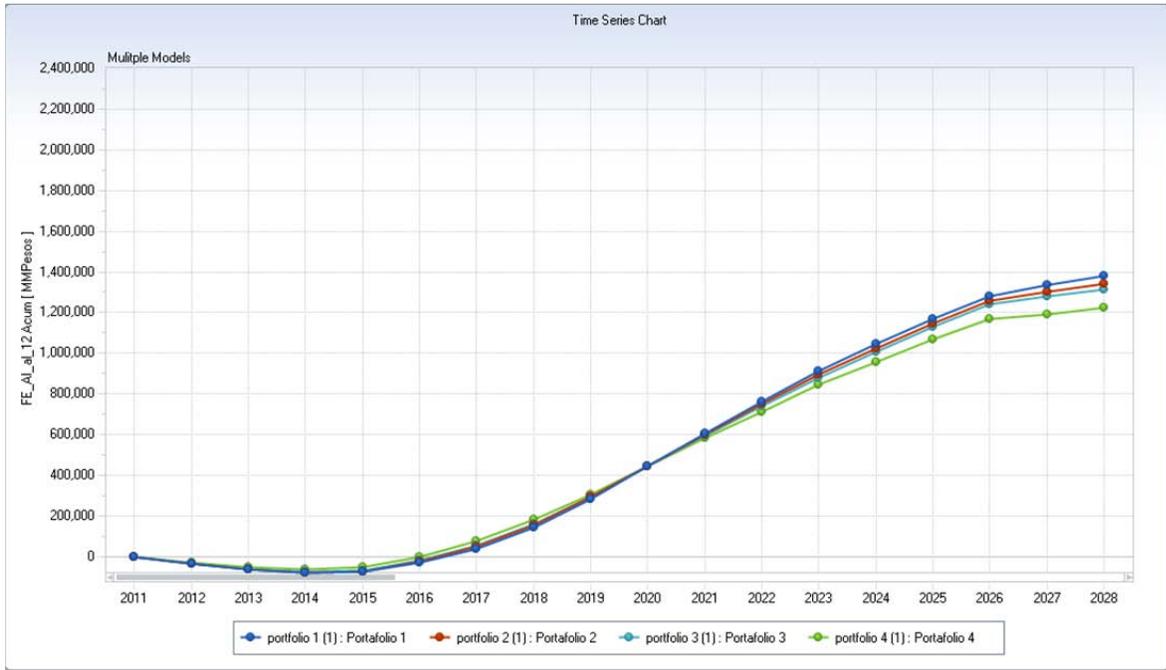


Ilustración 25.- Flujo de efectivo acumulado antes de impuestos para portafolios optimizados

Para efectos de este trabajo y continuar con el flujo del ejemplo, se ha decidido seleccionar al portafolio optimizado número 1 como el portafolio óptimo determinista ya que es aquel que nos entrega el mayor VPN. Sin embargo, aún será necesario realizar el análisis probabilista para determinar qué combinación de portafolios es aquella que proporcionará el mayor valor al menor riesgo. Y que finalmente será seleccionado cómo el portafolio óptimo de este ejemplo práctico.

Para demostrar el movimiento en el tiempo de las Unidades de Inversión en el portafolio óptimo, y únicamente con fines ilustrativos, se ha seleccionado un proyecto de manera aleatoria para demostrar cómo ha quedado organizado finalmente en el tiempo (Tabla 13).

Nombre de la Unidad de Inversión	Fecha de Evaluación	Retraso (años)	Fecha de Inicio
Proyecto 20_IA_16	2011/1	0	2011/1
Proyecto 20_IB_16	2011/1	1	2012/1
Proyecto 20_IIA_16	2011/1	1	2012/1
Proyecto 20_IIB_16	2011/1	6	2017/1
Proyecto 20_IIC_16	2011/1	5	2016/1
Proyecto 20_IIIA_16	2011/1	5	2016/1
Proyecto 20_IIB_16	2011/1	4	2015/1
Proyecto 20_IIC_16	2011/1	6	2017/1

Tabla 13.- Movimiento de Unidades de Inversión en el Proyecto 20 del Portafolio óptimo 1

Una vez que se han analizado los movimientos en el tiempo al que fueron sometidos las Unidades de Inversión de acuerdo a la restricción que se le ha impuesto en el algoritmo de optimización es necesario continuar el análisis con observar el comportamiento de diversas variables de importancia para los tomadores de decisiones, como lo son: perfil de reservas a incorporar en el escenario, las inversiones totales, la producción de aceite y de gas esperadas; y comparar dichos resultados del escenario optimizado con el escenario base.

En la ilustración 26 es posible observar el comportamiento del perfil de reservas para el escenario optimizado de la base determinista (portafolio optimizado 1) en conjunto con el comportamiento del portafolio base. En esta ilustración queda muy en claro que al cumplir el algoritmo de optimización con un límite superior (techo) en las inversiones, también se han visto afectadas otras variables, como es el caso de las reservas a incorporar. Se recomienda realizar un análisis más profundo en estos casos ya que el algoritmo de optimización al cumplir con las restricciones que se le han impuesto ha retrasado ciertos proyectos en el portafolio optimizado; y es importante tener un conocimiento más profundo de la situación contractual de cada uno de estos proyectos para evitar que alguno de ellos haya sido retrasado, cumpliendo con la restricción impuesta en el algoritmo de optimización, y que sin embargo se encuentre ya comprometido a nivel contractual, o que sea un proyecto estratégico para el desarrollo de la empresa o del país.

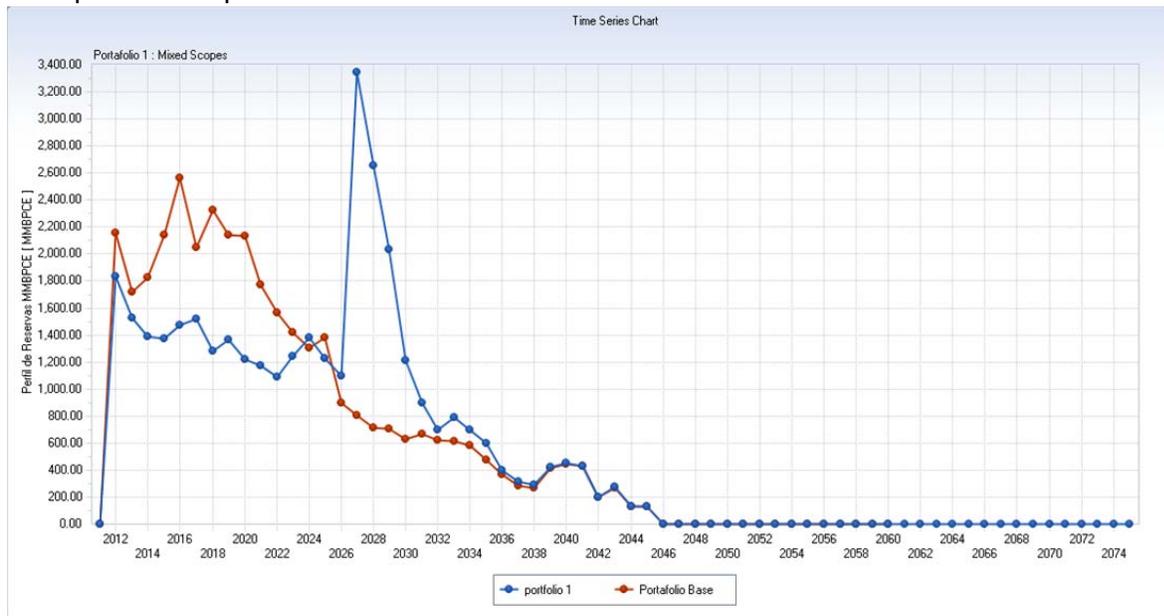


Ilustración 26.- Gráfica Perfil de Reservas vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base

En la ilustración 27 se muestra el valor total de las inversiones en el portafolio óptimo para la base determinista junto con el comportamiento correspondiente del portafolio base. En esta ilustración se puede observar aún de manera más clara como el optimizador se ha ajustado al valor límite superior en inversiones con el cuál fue restringido (no superar 40,000 MMpesos por año para el período de evaluación de 15 años).

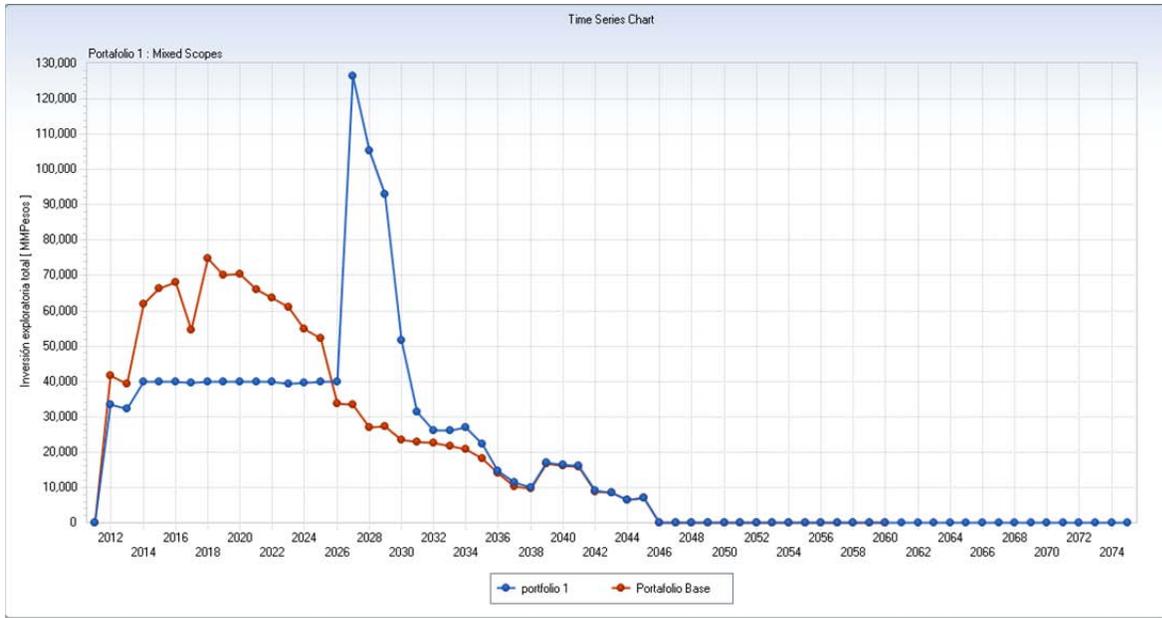


Ilustración 27.- Gráfica Inversión exploratoria total vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base

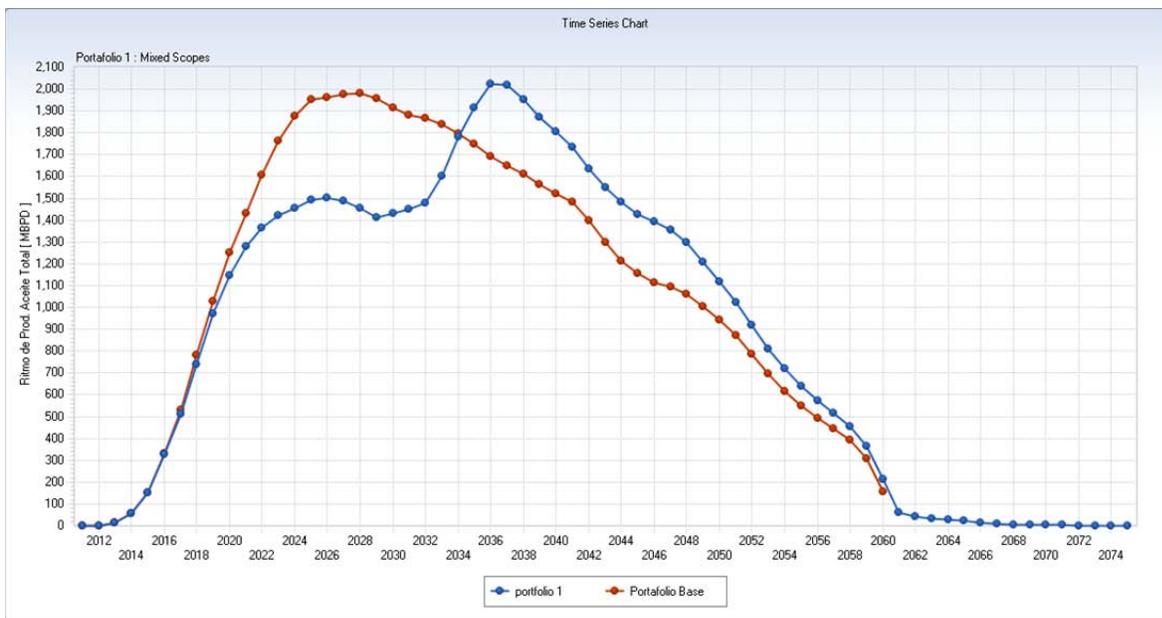
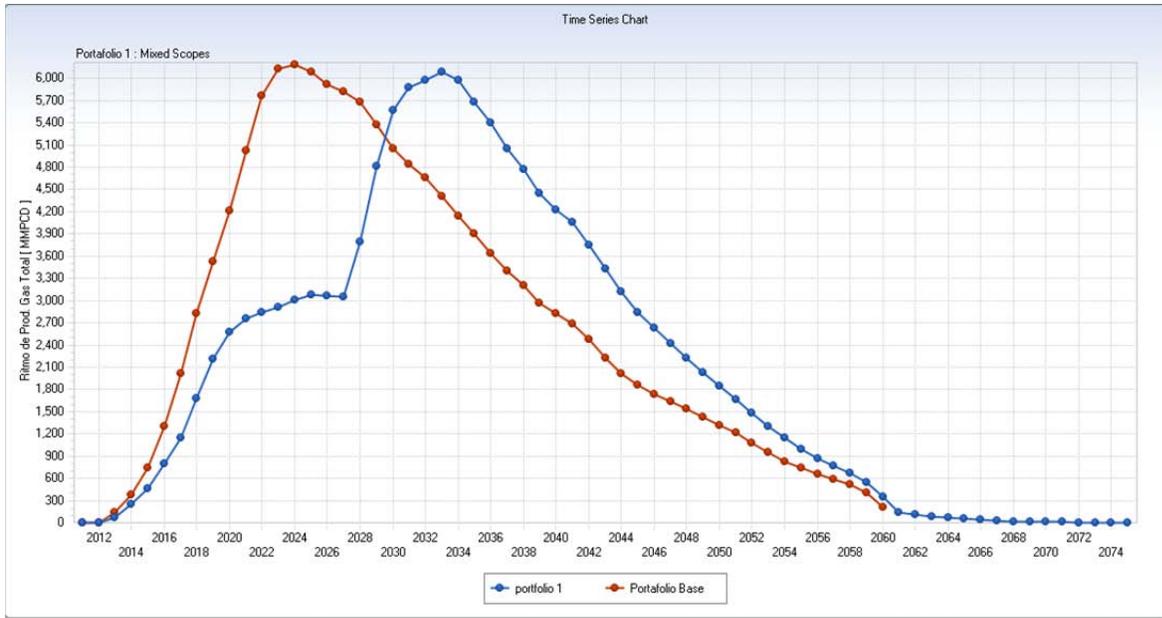


Ilustración 28.- Gráfica Producción de aceite vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base

En cuanto al ritmo de producción de aceite esperado para el portafolio óptimo y el portafolio base (ilustración 28) se puede notar que la variable ha sufrido una disminución en el valor para el escenario optimizado, nuevamente como resultado del valor en la restricción de las inversiones que se ha considerado para la generación de dicho escenario.

De igual forma, en la producción de gas esperada para el portafolio óptimo y el portafolio base (ilustración 29) se puede ver una disminución en el valor correspondiente para el portafolio óptimo.



**Ilustración 29.- Gráfica Producción de gas vs tiempo, Portafolio óptimo vs Portafolio Base**

De lo anterior cabe resaltar la relación directa que existe entre las inversiones y las demás variables dentro del portafolio, el software de optimización, y más propiamente dicho el algoritmo de optimización, se ajustará a cumplir con las metas y restricciones que el usuario imponga, sin embargo, se debe estar consciente que para cumplir con dichas metas y restricciones, también se afectarán otras variables de importancia para los tomadores de decisión. Por lo que, si bien el uso del software es importante para realizar la optimización, no sustituye el buen juicio de los ingenieros y tomadores de decisión para determinar qué portafolio deberá considerarse cómo el óptimo, es decir, si aquel que es generado por el optimizador o si es necesario partir de ese portafolio optimizado y manipularlo manualmente. Lo anterior podría irrumpir en la consideración de cumplir con las metas y restricciones, sin embargo, es necesario decidir qué es más importante para el correcto desarrollo de la empresa o en su caso el ajuste al plan de desarrollo nacional de un país.

Considerando una base de proyectos de Explotación de la misma empresa hipotética es posible generar la tasa de restitución de reservas para este portafolio óptimo determinista.

La tasa de restitución de reservas será calculada de la siguiente manera:

$$Tasa\ de\ Restitución\ de\ Reservas = \frac{Vol.de\ Reserva\ a\ incorporar\ en\ Exploración}{(Vol.de\ Producción\ en\ Explotación+Vol.de\ producción\ en\ Exploración)} \times 100$$

Se han considerado años bisiestos y además que las unidades deben ser consistentes. Los resultados pueden ser observados en la tabla 14 para el aceite y la tabla 15 para el gas.

Volumen de Producción de Aceite (MMbbls)					
año	Explotación	Exploración		Tasa de restitución de reservas (%)	
		Portafolio Base	Portafolio óptimo	Portafolio Base	Portafolio óptimo
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	954.78	0.00	0.00	138.34	134.62
2013	947.80	5.00	5.00	117.05	113.84
2014	931.99	21.00	21.00	126.86	100.78
2015	901.36	56.00	56.00	132.08	94.19
2016	851.30	121.00	120.00	160.96	103.27
2017	802.60	194.00	187.00	111.60	96.12
2018	740.85	286.00	271.00	139.17	81.86
2019	714.50	376.00	354.00	115.39	87.00
2020	689.82	458.00	420.00	116.01	78.12
2021	640.29	522.00	468.00	99.27	69.46
2022	601.22	586.00	498.00	83.25	68.35
2023	564.87	644.00	519.00	74.45	76.54
2024	513.12	687.00	532.00	65.46	62.20
2025	469.50	712.00	545.00	80.40	72.74
2026	442.31	716.00	549.00	43.40	73.46
<b>Promedio</b>				100.23	82.04

Tabla 14.- Tasa de Restitución de Reservas en Aceite para el ejemplo determinista

Volumen de Producción de Gas (MMMpc)					
año	Explotación	Exploración		Tasa de restitución de reservas (%)	
		Portafolio Base	Portafolio óptimo	Portafolio Base	Portafolio óptimo
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	2,057.27	0.00	0.00	178.06	111.52
2013	2,066.10	52.00	28.00	120.64	84.74
2014	2,041.38	140.00	89.00	116.17	76.89
2015	2,056.81	270.00	166.00	160.99	82.40
2016	1,969.47	476.00	291.00	181.86	80.66
2017	1,891.84	737.00	421.00	153.87	96.54
2018	1,736.16	1,030.00	612.00	138.93	75.27
2019	1,589.79	1,286.00	805.00	133.09	71.73
2020	1,466.65	1,540.00	941.00	117.16	56.94
2021	1,316.69	1,834.00	1,006.00	83.81	70.83
2022	1,169.21	2,104.00	1,037.00	77.23	63.55
2023	1,025.60	2,235.00	1,063.00	70.16	85.84
2024	912.31	2,262.00	1,100.00	71.38	167.14
2025	789.89	2,224.00	1,122.00	62.78	116.20
2026	702.57	2,161.00	1,118.00	67.60	94.93
<b>Promedio</b>				108.36	83.45

Tabla 15.- Tasa de Restitución de Reservas en Gas para el ejemplo determinista

Para continuar con este ejemplo se trabajarán los datos de manera estocástica, es decir, que variables de importancia como la producción, el precio y las inversiones sufrirán una

variación de entre 10% y 15% para combinarse en diversos escenarios, por lo tanto, se incorporará una medida del riesgo (Desviación Estándar) a cada una de las variables para la base de proyectos de Exploración denominada Base Tesis. Lo anterior requiere de generar una “base estocástica” a partir de la Base Tesis, dónde se tendrán diversas combinaciones en los valores de la producción, el precio y las inversiones, por ejemplo, un valor de la producción alto con el precio de los hidrocarburos bajo y las inversiones bajo, un valor de la producción bajo con el precio de los hidrocarburos bajo y las inversiones altas, entre otras. Al contar con tres escenarios diferentes para estas tres variables genera un total de 81 combinaciones diferentes.

Además, cada portafolio optimizado deberá cumplir la misma restricción en inversiones que se ha marcado para las optimizaciones del ejemplo determinista (Tabla 12).

Para la generación de los resultados del ejemplo estocástico se han utilizado dos algoritmos de solución. La programación lineal para obtener cuatro portafolios que cumplen con las metas, restricciones y reglas del negocio y a partir de estos resultados encontrar 10 diferentes portafolios a partir de cada uno de los portafolios optimizados, es decir, contar con un total de 44 portafolios. Sin embargo, por motivos de espacio sólo de mostrará la información correspondiente a los 4 portafolios obtenidos por programación lineal y a 20 portafolios obtenidos por algoritmos genéticos.

En la tabla 16 se muestran los resultados obtenidos de dichos portafolios en cuanto al valor presente neto.

Portafolio	Objetivo	Operación objetivo	Valor del objetivo (MMpesos)	Viabilidad
<b>AG1.1</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,588,068.25	100.00%
<b>Portafolio 1</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,588,068.25	100.00%
<b>Portafolio 2</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,544,402.50	100.00%
<b>AG2.1</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,544,402.50	100.00%
<b>Portafolio 3</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,496,119.25	100.00%
<b>AG3.1</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,496,119.25	100.00%
<b>Portafolio 4</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,404,134.25	100.00%
<b>AG4.1</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,404,134.25	100.00%
<b>AG4.3</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,180,145.50	99.59%
<b>AG4.2</b>	Media del VPN antes de imp. @ 12%	maximizar	2,179,864.75	100.00%
<b>AG1.2</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,620,832.38	100.00%

	12%				
<b>AG1.3</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,620,267.63	100.00%	
	12%				
<b>AG1.4</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,620,258.88	100.00%	
	12%				
<b>AG1.5</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,620,148.75	100.00%	
	12%				
<b>AG2.2</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,548,647.00	100.00%	
	12%				
<b>AG2.3</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,548,393.25	100.00%	
	12%				
<b>AG2.4</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,547,656.63	100.00%	
	12%				
<b>AG2.5</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,547,653.13	100.00%	
	12%				
<b>AG4.5</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,410,978.88	97.30%	
	12%				
<b>AG4.4</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,409,054.13	97.39%	
	12%				
<b>AG3.3</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,316,693.00	99.99%	
	12%				
<b>AG3.5</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,314,325.63	99.99%	
	12%				
<b>AG3.2</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,314,143.50	99.99%	
	12%				
<b>AG3.4</b>	Media del VPN antes de imp. @	maximizar	1,312,104.25	99.99%	
	12%				

**Tabla 16.- Resultados optimización por programación lineal y algoritmos genéticos**

Es posible notar que a partir de los portafolios optimizados por programación lineal se encontraron portafolios muy parecidos por medio de los algoritmos genéticos. Sin embargo, los tomadores de decisión y los inversionistas aún requerirán de la mayor cantidad de información posible antes de tomar la decisión sobre que portafolio es el “campeón” es decir, aquel que será considerado como el portafolio óptimo de acuerdo con la estrategia de la empresa y los requerimientos que éste deba de cumplir. No se puede tomar la decisión en base al mayor VPN, aunque si es un indicador importante, se debe aún analizar el riesgo que tiene cada portafolio así como otras variables.

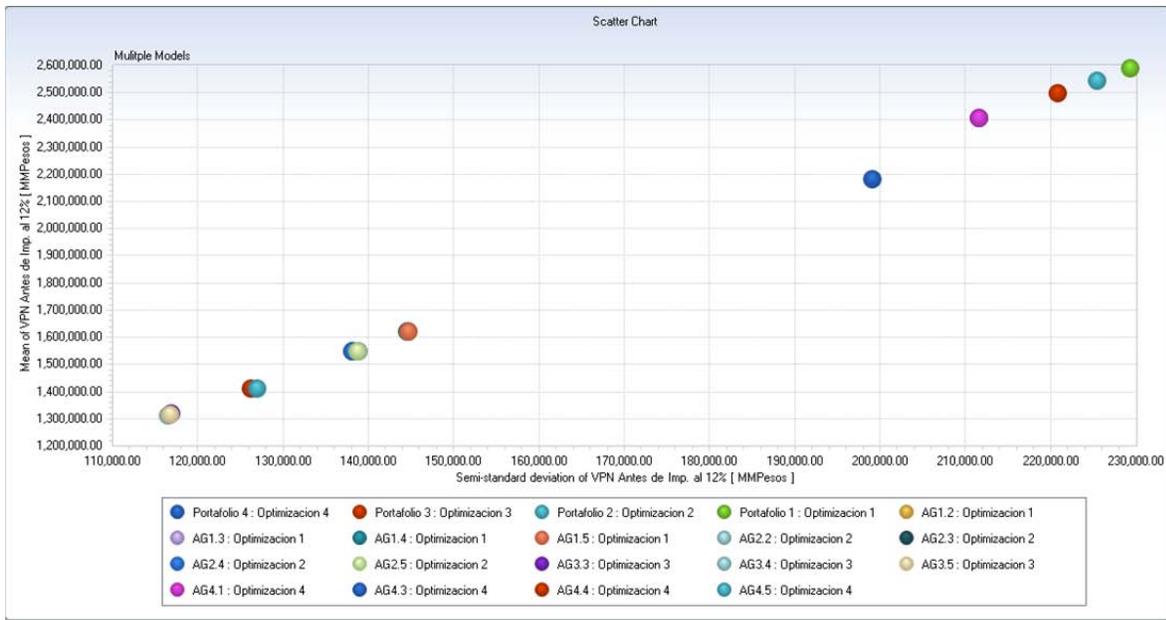


Ilustración 30.- Frontera de eficiencia para portafolios estocásticos

Aún no se puede tomar una decisión sobre qué portafolio considerar como el portafolio óptimo, sin embargo, en la ilustración 30 se puede observar la frontera de eficiencia para la mayoría de los portafolios obtenidos (se han omitido algunos debido a que por su similitud no lograban apreciarse en la gráfica). Los portafolios con mayor VPN también se encuentran en la zona de mayor riesgo, sin embargo, la gráfica parece partirse en dos bloques. Como el VPN es un indicador importante para las empresas se procederá con un acercamiento de la zona dónde este indicador es mayor, a pesar de aumentar el riesgo en los portafolios que ahí se encuentran ubicados.



Ilustración 31.- Frontera de eficiencia para portafolios estocásticos de mayor VPN

En este punto los portafolios candidatos serán los portafolios 1,2,3,4 y el AG4.3 ya que son los portafolios ubicados en la zona de mayor VPN pero también de mayor riesgo en la frontera de eficiencia formada entre la media del valor, en este caso del VPN contra la media del valor del riesgo, en el caso de la ilustración 31 la desviación semi-estándar y la desviación estándar en la ilustración 32 . Será necesario analizar otro tipo de variables como lo son la producción de aceite, gas, comportamiento de las inversiones de cada uno de estos portafolios con el portafolio base para tener un soporte más amplio para decidir que portafolio considerar como el portafolio óptimo.

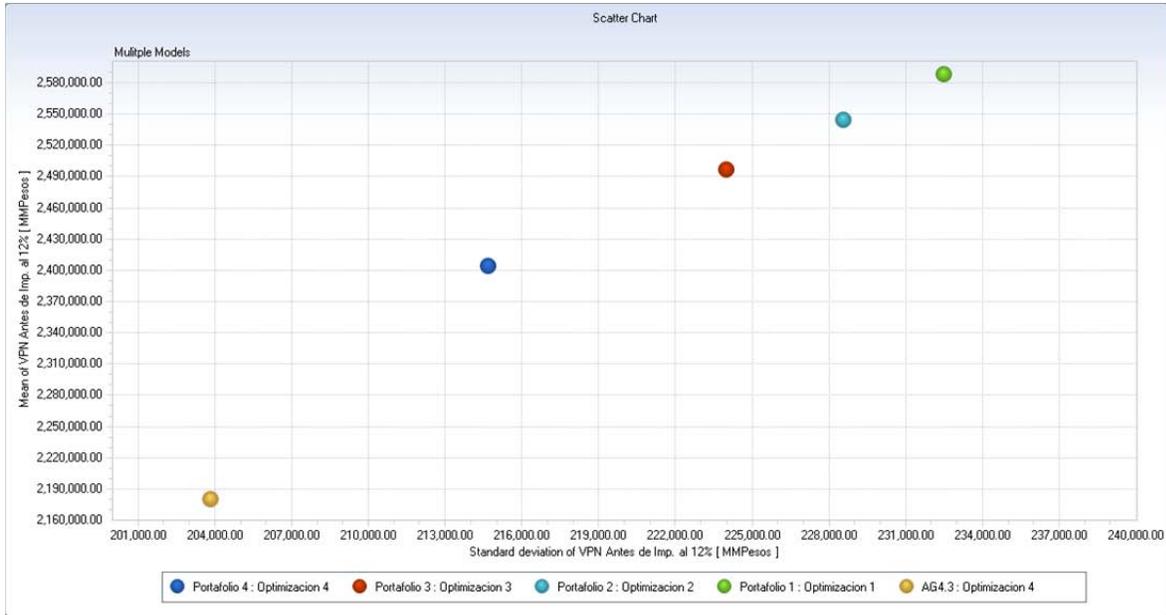


Ilustración 32.- Frontera de eficiencia portafolios estocásticos candidatos con desviación estándar

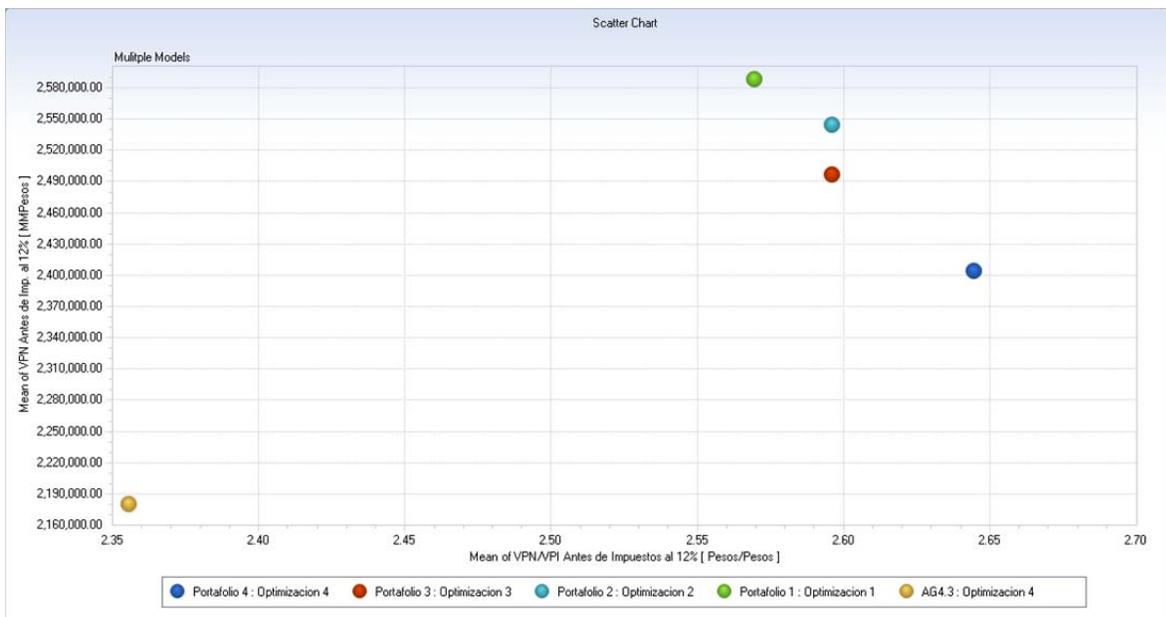


Ilustración 33.- Media del VPN vs media del VPN/VPI portafolios estocásticos candidatos

En la ilustración 33 es posible comparar el VPN vs el índice de utilidad de la inversión para cada uno de los portafolios candidatos. Se identifica que el portafolio AG4.3 es el menos eficiente de los portafolios candidatos, además de ser aquel que proporciona el menor VPN. En la frontera de eficiencia de la ilustración 31 el portafolio AG4.3 es aquel que representa el menor riesgo. Sin embargo, como ya se ha mencionado anteriormente el VPN es un indicador importante para los tomadores de decisión y los inversionistas, y al que se le dará la misma importancia para el desarrollo de esta tesis.

La ilustración 34 muestra una comparación entre el valor de la media del VPN contra la media de la TIR para cada portafolio. La mayor Tasa Interna de Retorno la presenta el portafolio número 4, mientras que el portafolio AG4.3 es nuevamente el menos atractivo en esta comparación.

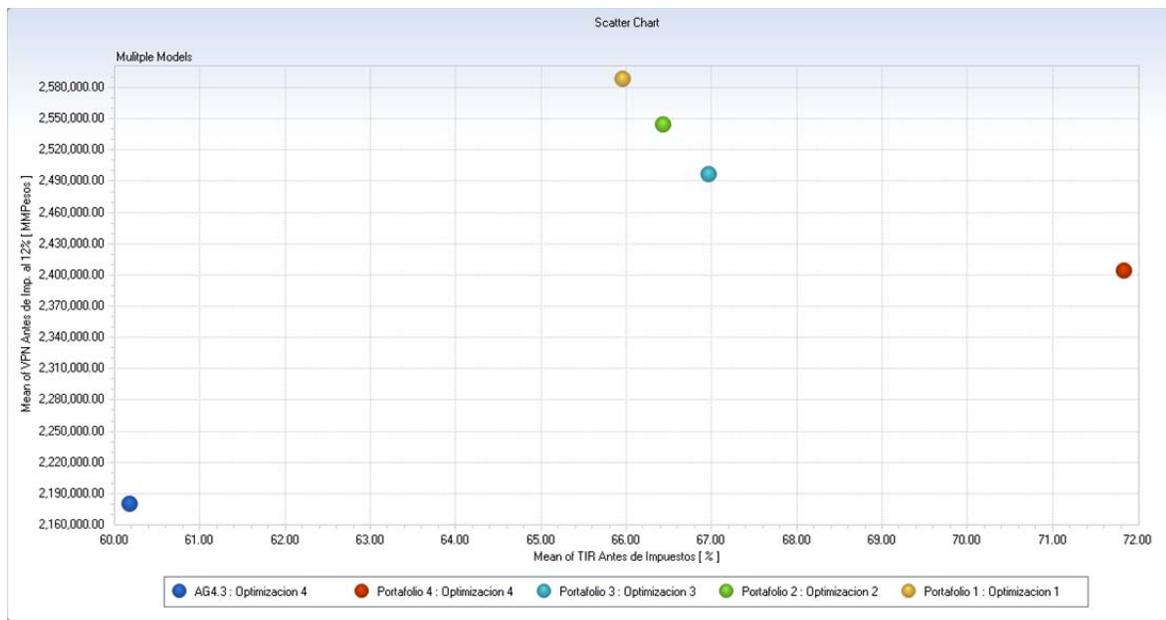


Ilustración 34.- Media del VPN vs media de la TIR portafolios estocásticos candidatos

Tras comparar la información obtenida hasta el momento, el portafolio AG4.3 no es atractivo para los intereses de los tomadores de decisión de la empresa hipotética a la cual pertenecen los proyectos. El portafolio 4 será considerado para un análisis más profundo ya que tiene la mayor TIR (ilustración 34), y también es el portafolio que proporciona más pesos por cada peso invertido (ilustración 33) que puede observarse por su valor del índice de utilidad de la inversión (VPN/VPI). El portafolio 4 no es el que proporciona el mayor VPN de todos pero tiene un valor en el riesgo moderado y proporciona seguridad a los inversionistas (ilustración 31 e ilustración 32).

Comparando los resultados del valor de las medias de las medias de la base original con los del portafolio 4 se obtiene lo siguiente:

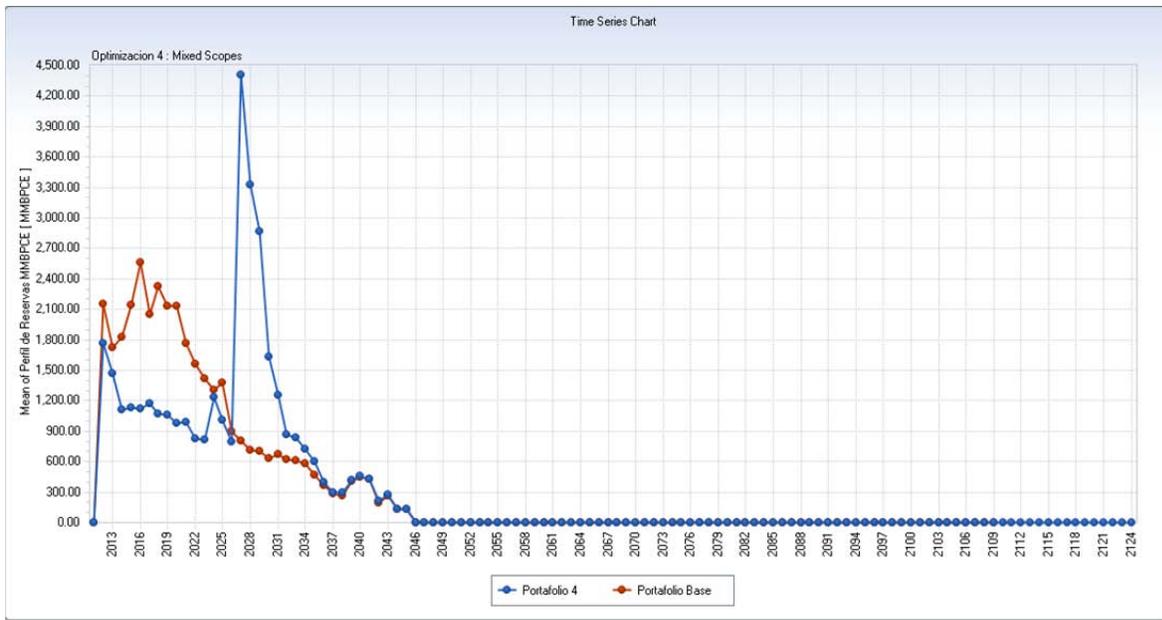


Ilustración 35.- Gráfica de la media de las Reservas vs el tiempo, Portafolio 4 vs Portafolio Base

El comportamiento es el esperado, pues, al ajustarse el portafolio optimizado a una restricción en el valor de las inversiones esto afecta directamente a un buen número de variables, incluyendo las reservas de hidrocarburos. Mientras menos se invierta, existe una menor probabilidad de que se implementen proyectos de incorporación de reservas y por lo tanto el volumen a incorporar será menor (Ilustración 35).

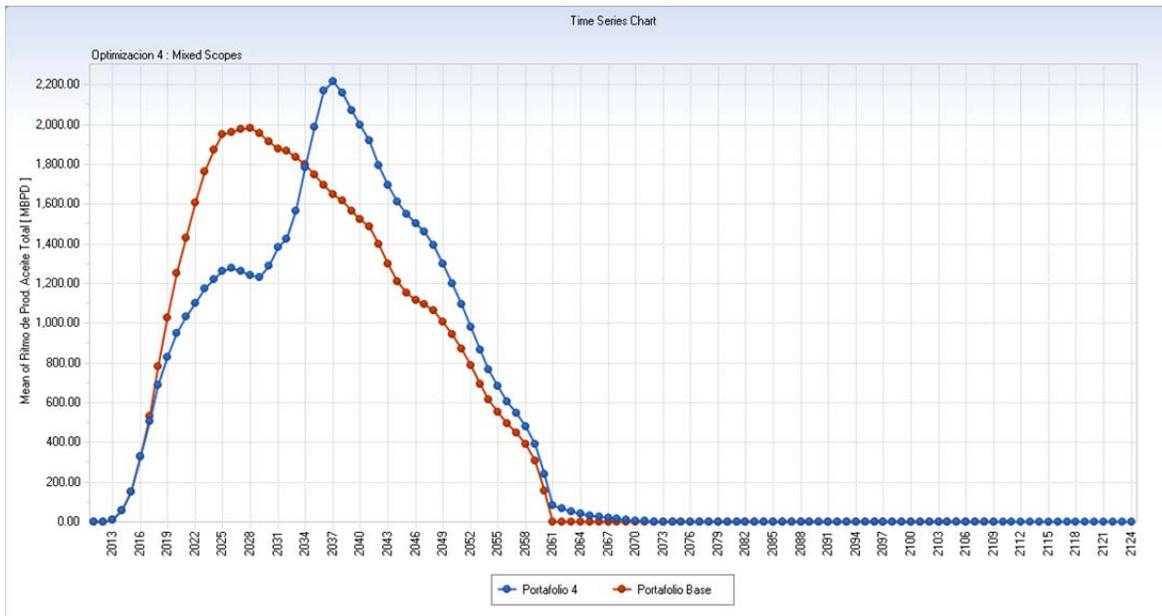
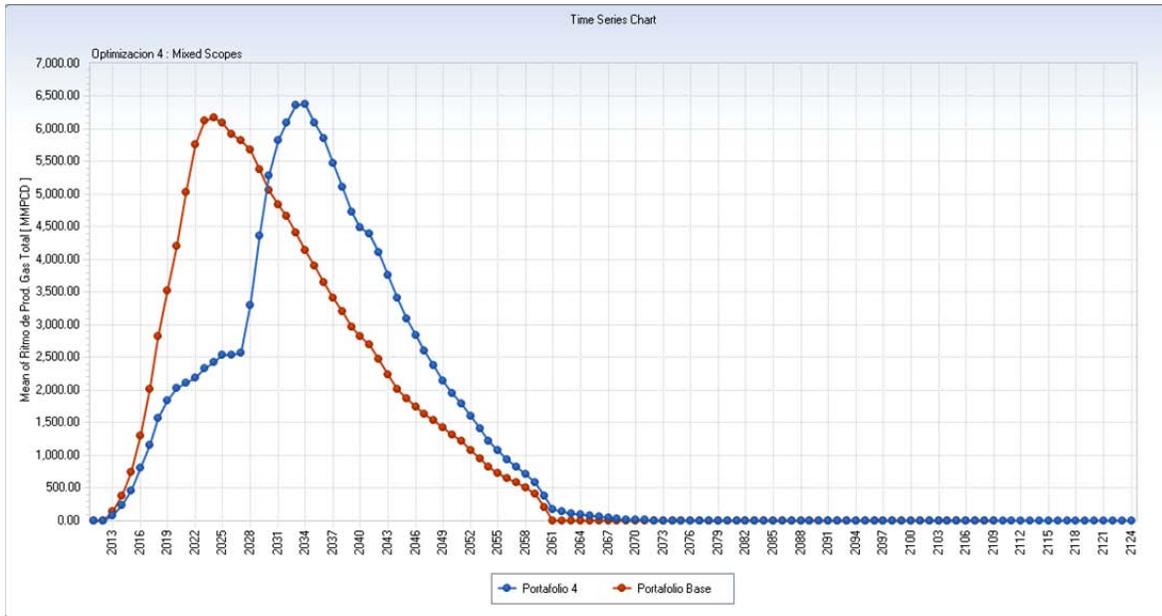


Ilustración 36.- Gráfica de la media de la producción de aceite total vs el tiempo, Portafolio 4 vs Portafolio Base

La producción de aceite total (Ilustración 36) se ve afectada de igual forma, aunque muestra una elevación importante a partir del año 2037, el periodo de evaluación que es

de interés para esta tesis es únicamente de 15 años, partiendo de 2011 hasta el 2016. Dado lo anterior, en esos años se muestra una caída importante en la producción de aceite y es cuestión de que dichos valores sean analizados por los tomadores de decisión para aceptar o no el portafolio como el portafolio óptimo. El portafolio óptimo debe ser aquel que cumpla con las metas, restricciones y reglas del negocio que se han impuesto al optimizador pero además que se ajuste a las necesidades y a la estrategia de desarrollo de la empresa o del país.



**Ilustración 37.- Gráfica de la media de la producción de gas total vs el tiempo, Portafolio 4 vs Portafolio Base**

En el caso de la producción de gas total (Ilustración 37) es posible notar que existe una amplia diferencia entre el portafolio óptimo y el portafolio base sobre todo haciendo énfasis en los años de evaluación (2011-2026). Nuevamente es importante retomar la proyección y los planes de desarrollo que tenga la empresa o el país para aceptar o no el desempeño del portafolio 4 como el portafolio óptimo. Se debe tener presente que la decisión de que dicho escenario se considere como el óptimo fue basada en que es aquel que tiene el menor riesgo comparado con los otros portafolios optimizados.

Finalmente en la ilustración 38 es posible observar el valor total de la media de las inversiones para el portafolio óptimo comparado con el portafolio base. De la misma forma en que se ha venido presentando para otras variables, una disminución notable en las inversiones se observa para el periodo de evaluación. Todo como resultado de la restricción en el valor total de las inversiones que se le impuso al algoritmo de solución para generar este portafolio.

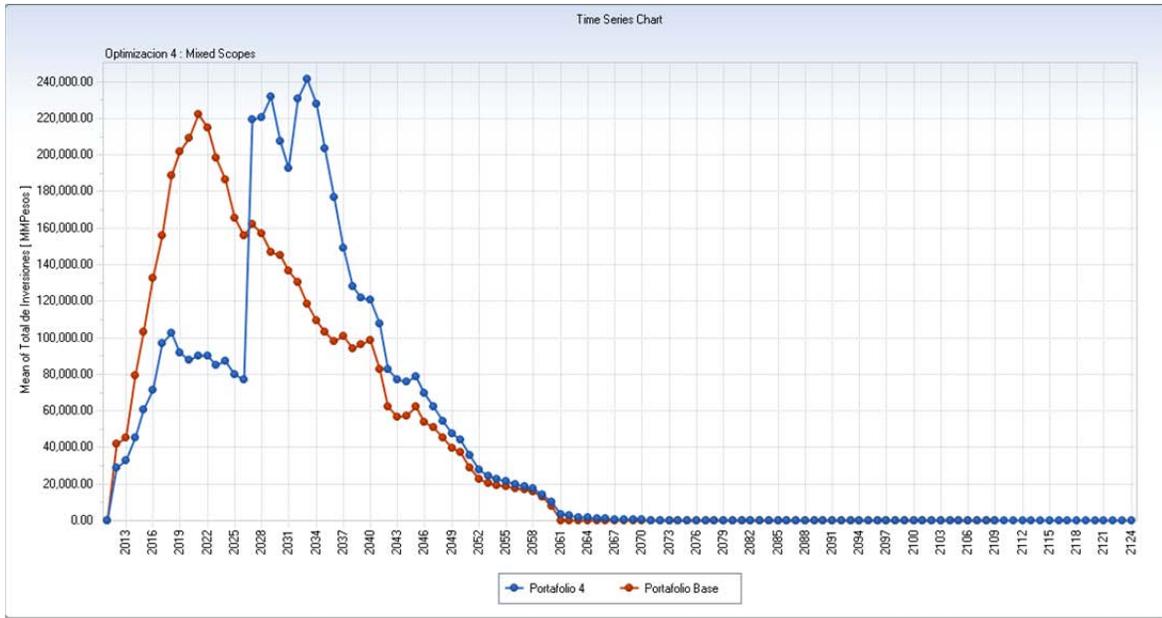


Ilustración 38.- Gráfica de la media del total de inversión vs el tiempo, Portafolio 4 vs Portafolio Base

Se ha seleccionado al portafolio 4 como el portafolio óptimo en este caso ya que es aquel que tiene un valor aceptable en riesgo (Ilustración 31 e ilustración 32) de acuerdo a la estrategia de desarrollo de la empresa hipotética a la cual pertenecen los proyectos. El portafolio 3 también se mostró como un buen candidato, sin embargo, si bien existe una diferencia considerable en el VPN también se deben tomar en cuenta otros indicadores tanto de origen económico como la TIR o el VPN/VPI, pero principalmente indicadores técnicos como la producción, volumen a incorporar en reservas, etc. Aunque habrá siempre que considerar la opinión de los expertos y conocer a fondo la estrategia de la empresa, pues, dependiendo de los intereses de esta última y de su aversión al riesgo será la decisión que se tome. En este caso, los inversionistas y los tomadores de decisión, alineándose a las estrategias de la empresa han decidido sacrificar un poco el VPN que es mayor para el portafolio 3 por un valor menor en el riesgo que presenta el portafolio 4 (ilustración 31 e ilustración 32). A pesar que dicha decisión también involucra una disminución en volumen de producción e incorporación de reservas para los últimos años del periodo de evaluación. Sin embargo, se espera que en el corto plazo se desarrolle tecnología y se implementen nuevas técnicas de explotación que permitirán solventar el déficit en producción que muestra el portafolio 4.

Finalmente se deben obtener los valores de la tasa de restitución de reservas tanto para aceite como para gas. Para eso se utilizará la misma base de proyectos de explotación hipotética que se utilizó en el ejemplo determinista.

Volumen de Producción de Aceite (MMbbls)					
año	Explotación	Exploración		Tasa de resitución de reservas (%)	
		Portafolio Base	Portafolio óptimo	Portafolio Base	Portafolio óptimo
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	954.78	0.00	0.00	138.32	129.72
2013	947.80	4.70	4.70	117.20	108.96
2014	931.99	21.03	21.03	126.89	79.62
2015	901.36	55.71	55.71	132.16	72.90
2016	851.30	120.59	119.89	161.16	77.89
2017	802.60	194.18	184.71	111.56	75.08
2018	740.85	285.62	251.43	139.10	73.12
2019	714.50	375.96	302.76	115.41	73.09
2020	689.82	457.80	346.64	115.86	67.14
2021	640.29	522.19	377.18	98.54	64.56
2022	601.22	585.43	401.24	83.17	56.67
2023	564.87	643.47	428.43	74.56	52.04
2024	513.12	685.90	446.16	65.54	65.51
2025	469.50	711.47	461.34	80.26	64.72
2026	442.31	715.42	466.81	43.17	56.21
<b>Promedio</b>				100.18	69.83

Tabla 17.- Tasa de Restitución de Reservas en Aceite para el ejemplo estocástico

Volumen de Producción de Gas (MMMpc)					
año	Explotación	Exploración		Tasa de resitución de reservas (%)	
		Portafolio Base	Portafolio óptimo	Portafolio Base	Portafolio óptimo
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	2,057.27	0.00	0.00	178.51	107.58
2013	2,066.10	52.28	28.06	120.76	82.01
2014	2,041.38	140.25	87.66	116.27	62.77
2015	2,056.81	270.20	167.88	160.98	71.78
2016	1,969.47	476.48	294.12	182.02	63.20
2017	1,891.84	737.97	422.74	153.89	69.22
2018	1,736.16	1,030.54	571.03	138.90	54.28
2019	1,589.79	1,286.91	674.46	132.99	52.18
2020	1,466.65	1,540.64	741.42	117.09	50.64
2021	1,316.69	1,835.45	772.65	83.46	64.92
2022	1,169.21	2,104.03	798.11	77.12	55.67
2023	1,025.60	2,234.74	849.89	70.23	69.89
2024	912.31	2,261.31	887.86	71.43	158.61
2025	789.89	2,223.08	925.42	62.77	108.07
2026	702.57	2,160.38	928.79	67.80	78.92
<b>Promedio</b>				108.39	71.86

Tabla 18.- Tasa de Restitución de Reservas en Gas para el ejemplo estocástico

En la tabla 17 se observan los valores de la tasa de restitución de reservas de aceite considerando un portafolio de proyectos de explotación y de exploración de una empresa

hipotética. En el caso de la tabla 18 se pueden observar los datos correspondientes a la tasa de restitución de reservas para el gas.

Al comparar los resultados en la tasa de restitución de reservas del ejemplo determinista (tablas 14 y 15) con los del ejemplo estocástico (tablas 17 y 18) se puede notar que existe una disminución en la tasa de restitución de reservas para el portafolio óptimo del ejemplo estocástico en comparación con los resultados del ejemplo determinista. Sin embargo, lo anterior no resulta como algo negativo, pues se debe tener presente que en el ejemplo estocástico si se ha tomado en cuenta el riesgo para obtener dichos valores, en cambio, en el ejemplo determinista no. Lo anterior quiere decir que si bien aún existe una cierta incertidumbre en ambos resultados, para el caso del ejemplo estocástico la incertidumbre es mucho menor que para el caso determinista.

El valor agregado de un estudio de optimización de portafolio radica en la posibilidad de comparar toda clase de variables y de obtener una certidumbre mayor para soportar la toma de decisiones y definir el flujo de miles de millones de pesos cada año para asegurar que se cumplan con los objetivos estratégicos de la empresa o del país.

## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones:

Se ha demostrado a lo largo de las páginas de este trabajo y en específico en el capítulo I que uno de los aspectos más importantes para el análisis de cualquier proyecto petrolero son los recursos y reservas de hidrocarburos. Sin un volumen que pueda ser incorporado por los proyectos no es posible solventar una producción de aceite y/o gas que finalmente será comercializada y a partir de la cual obtendremos el beneficio económico.

Partiendo de esta premisa se ha confirmado la importancia que tiene para las empresas operadoras de exploración y producción de hidrocarburos la incorporación de volúmenes de reservas que puedan asegurar la continuidad del negocio, y el descubrimiento de nuevas zonas contenedoras de recursos petroleros por medio de proyectos de exploración.

Además, con base a las reservas de hidrocarburos las empresas de exploración y producción pueden respaldar el valor de sus proyectos ante sus inversionistas y socios con el objetivo de obtener créditos y financiamientos para la puesta en marcha de los mismos. Es importante remarcar que el valor del volumen de las reservas de hidrocarburos no son un dato fijo, pues debe tener un ajuste continuo de dicho volumen de reserva conforme las condiciones del mercado van cambiando además de que se obtiene una cantidad mayor de información y de mejor calidad técnica.

Es necesario establecer, y dejar muy en claro, que la optimización de portafolios que agrupa el conjunto de proyectos de la empresa para cumplir con objetivos y metas específicas bajo restricciones y reglas de la industria es un proceso iterativo y dinámico; y que no debe realizarse sólo en una ocasión. Además, se trata de una técnica para poder obtener información valiosa para los tomadores de decisión y los analistas con la finalidad de poder soportar las decisiones que marcarán el rumbo de los proyectos y consecuentemente de la empresa o país en cuestión. Sin embargo, a pesar de la nobleza que tiene este tipo de análisis nunca podrá sustituir el buen juicio y las nociones lógicas y humanas con las que cuentan los ingenieros y las personas con experiencia que toman las decisiones.

El proceso de optimización de portafolio tiene repercusiones directas en el rendimiento final del negocio, ya que nos permite obtener una idea más realista entre los objetivos y qué se obtendrá como resultado. Sin embargo, es importante dejar en claro que las metas y objetivos siempre deben ser realistas, ya que de no ser así por más que se busque un portafolio óptimo que cumpla con todos los parámetros de medición que se le ha pedido, difícilmente será encontrado.

Se debe tener presente para la generación de cada escenario optimizado que el valor de la producción de aceite siempre va de la mano con la incorporación de un volumen de reservas y de las inversiones a realizar, y es por eso que se le ha dedicado un capítulo entero de esta tesis a las reservas y recursos petroleros y su relación con los proyectos de exploración y producción.

La generación de un portafolio de inversiones de proyectos petroleros es de suma importancia para poder diversificar el flujo de las inversiones y de esta forma minimizar el riesgo. Es decir, no apostar a un solo proyecto o región aunque parezca ser muy bueno y que aparentemente nos dará el mayor beneficio económico ya que desafortunadamente se corre el riesgo de que dicho proyecto o conjunto de proyectos fracasen y consecuentemente la empresa por haber destinado todas sus inversiones a un solo proyecto o región.

El proceso de optimización involucra una gran cantidad de variables, datos, etc. Y que solo es posible realizar con el uso de herramientas computacionales como en el caso de esta tesis que se tuvo acceso al software Capital Planning, que forma parte de la paquetería Merak de la empresa Schlumberger, para poder realizar los ejemplos que aquí se han presentado.

Este trabajo representa una primera aproximación de lo que es la optimización de portafolio de proyectos de exploración y producción. Sin embargo, existen herramientas de análisis más sofisticadas a las que se han manejado en esta tesis pero que requieren de conocimientos más profundos en investigación de operaciones. Lamentablemente esta materia no se encuentra dentro del plan de estudios de Ingeniería Petrolera y se considera que es fundamental para comprender más a fondo los conceptos presentados en este documento.

La evaluación económica de proyectos petroleros es un tema complicado, y que muchos ingenieros petroleros rehúyen a su actividad. Sin embargo, es importante que cada vez se encuentren más familiarizados con ello para integrar los grupos de especialistas y directivos que se encargan de la toma de decisiones. Lo anterior por contar, además de los conceptos económicos, con la sensibilidad técnica para soportar la toma de decisiones.

### Recomendaciones:

La optimización de portafolio de proyectos petroleros es una actividad exhaustiva y bastante completa, a lo largo de las páginas de esta tesis se mostró una aproximación de forma que el lector tenga la posibilidad de introducirse en esta actividad. Sin embargo, existen muchas áreas de oportunidad para mejorar y profundizar en el tema.

Conjuntar una cartera de proyectos de exploración y explotación completa para realizar la optimización y analizar los resultados en conjunto tomando en consideración las premisas institucionales, respetando las mejores prácticas de la

industria así como de los organismos reguladores y alinearlos con el plan de desarrollo de la empresa operadora y del país.

Proponer los resultados de la cartera optimizada ante el área de planeación de la empresa operadora para obtener comentarios y puntos de vista. En su caso, que el portafolio optimizado, ya con el ajuste de los expertos, sea el portafolio oficial.

Se recomienda investigar los conceptos básicos en investigación de operaciones para poder contar un enfoque más amplio para comprender el proceso de optimización de portafolio.

Se utilizaron dos diferentes algoritmos de solución durante la optimización de portafolio con el Software Capital Planning, la programación lineal y los algoritmos genéticos. Sin embargo, se recomienda revisar otros métodos de solución que vale la pena explorar y comparar los resultados para dar una mayor validez al análisis.

## Bibliografía

- 1.- *Petroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council y Society of Petroleum Evaluation Engineers. Estados Unidos de America, 2007.
- 2.- *Modernization of Oil and Gas Reporting; Final Rule*. Securities and Exchange Commission. Estados Unidos de America, enero 2009.
- 3.- *Estimación de Reservas de Hidrocarburos*. Secretaría de Energía, Gobierno Federal. México, enero 2010.
- 4.- *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources*. Society of Petroleum Engineers, American Association of petroleum Geologist y World Petroleum Council. Estados Unidos de America, 2001.
- 5.- *Lineamientos para la Estimación y Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos*. PEMEX, Gerencia de Reservas de Hidrocarburos. Subdirección de Planeación y Evaluación. México, junio 2004.
- 6.- Peregrino Chávez, Nancy. *Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo*. Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM. México, septiembre 2005.
- 7.- *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*. Documento Técnico 1. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía, Gobierno Federal. México, junio 2010.
- 8.- *Metodología de Proyectos de Explotación*. Presentación en Power Point Schlumberger.
- 9.- Bailey, William; Benoît ,Couët et al. *Riesgos Medidos*. Artículo técnico de la revista Oilfield Review. Estados Unidos de América, invierno 2001.
- 10.- Walls, Michael R. *Combining Decision Analysis and Portfolio Management to Improve Project Selection in the Exploration and Production Firm*. Artículo Técnico. Colorado School of Mines, ELSEVIER, Journal of Petroleum Science & Engineering. Estados Unidos de América. 2004.

- 11.- Lessard, Rodney W. PhD. *Portfolio Optimization Techniques for the Energy Industry*. Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers - SPE 82012  
Schlumberger Information Solutions.  
Estados Unidos de América, abril 2003.
- 12.- Fichter, Daniel P. *Application of Genetic Algorithms in Portfolio Optimization for the Oil and Gas Industry*. Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers – SPE 62970  
Merak Projects Inc.  
Estados Unidos de América, octubre 2000.
- 13.- Sarich, M. D. *Using Genetic Algorithms to Improve Investment Decision Making*. Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers – SPE 68725  
Schlumberger.  
Indonesia, abril 2001.
- 14.- Back, Michael J.; Guercio, Cesar. *Portfolio Management for Strategic Planning and Operational Optimization*.  
Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers - SPE 134339  
Schlumberger.  
Italia, septiembre 2010.
- 15.- Costa Lima, G.A.; Suslick, S.B. et al. *The Impact of Some Real Options on the Efficient Frontier of Portfolios of Oil Production Projects*.  
Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers - SPE 116440  
Society of Petroleum Engineers, UNICAMP.  
Estados Unidos de América, septiembre 2008.
- 16.- Luenberger, David G.; Ye, Yinyu. *Linear and Nonlinear Programming*.  
Springer, tercera edición, Universidad de Stanford. Estados Unidos de América, 2008.  
P. 2-3.
- 17.- Willigers, B.J.A.; Majou, F. *Creating Efficient Portfolios That Match Competing Corporate Strategies*.  
Artículo Técnico. Society of Petroleum Engineers - SPE 129259  
Palantir Economic Solutions  
Estados Unidos de América, marzo 2010.
- 18.- Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011.  
Petróleos Mexicanos  
México, marzo 2011.
- 19.- Ruiz Gastélum, Jorge Ivan. *Administración de Portafolios en Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM.  
México, enero 2008.

20.- Eiselt, H.A.; Sandblom, C.L. *Linear Programming and Its Applications*. Springer, primera edición. Alemania, octubre 2007.

21.- Solórzano Zenteno, Luzbel Napoleón. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción*. Primera edición, México, 1996.

22.- Glinz Férez, Irma Del Carmen. *Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra*. México, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, primera edición, 2007, 174 p.

23.- Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Resolución CNH.06.002/09, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación*. Diario Oficial, México, diciembre 2009.

24.- Pemex-Exploración y Producción. *Guía VDC de Pemex-Exploración y Producción*