



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Incremento de los Ingresos  
Petrojeros en México promoviendo  
la Recuperación Mejorada a través  
de Incentivos Fiscales**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Constanza García Sesín

**ASESOR DE INFORME**

Ing. Oswaldo Espínola González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

## Contenido

Introducción .....	3
Aspectos Generales del Informe de Actividades Profesionales .....	5
Objetivo .....	5
Descripción de la empresa .....	5
Contexto de mi participación profesional .....	6
Incremento de los Ingresos Petroleros en México promoviendo la Recuperación Mejorada a través de Incentivos Fiscales .....	7
Objetivo .....	7
Antecedentes .....	7
Metodología utilizada .....	12
Definición del análisis .....	15
Resultados .....	21
Conclusiones y Recomendaciones del Proyecto .....	32
Conclusiones y Recomendaciones Generales .....	34
Bibliografía .....	35
Simbología .....	36

## Introducción

El informe que se presenta a continuación aborda uno de los proyectos en los que estuve involucrada durante mi periodo de prácticas profesionales en la empresa Schlumberger. Este proyecto consiste en una propuesta fundamentada sobre los incentivos fiscales que podrían aplicarse para fomentar la Recuperación Mejorada en México.

A lo largo de seis meses que colaboré en Schlumberger fui partícipe de varios proyectos, sin embargo, se decidió únicamente presentar uno de ellos en este informe dada la relevancia que, en mi punto de vista, tienen los resultados obtenidos.

El proyecto cobra importancia ya que en México la explotación de los campos en su mayoría no considera el uso de metodologías de Recuperación Mejorada a pesar de que la mayoría de los campos existentes son maduros y el mayor aprovechamiento de ellos podría alcanzarse mediante estas metodologías. Además, incluso para campos no maduros, el planear esta alternativa antes del agotamiento del campo provee de mejores resultados para la producción y rentabilidad de los proyectos. Dado lo anterior, promover la Recuperación Mejorada en nuestro país es de suma importancia y las alternativas que se plantean en el proyecto desarrollado pueden ser consideradas para incentivarla desde el punto de vista económico.

El aplicar una metodología de Recuperación Mejorada implica riesgos e inversiones fuertes por parte del Operador. Actualmente bajo el esquema fiscal en México, asumir estos riesgos e inversiones para el Operador no es atractivo, es decir, las ganancias que se obtienen no son suficientes por todo lo que un proyecto de este tipo implica.

Lo que desarrollé como parte de este proyecto es un análisis de los efectos que tendría aplicar un incentivo fiscal a un campo que es sujeto a una metodología de Recuperación Mejorada y como esta aplicación pudiera ser una opción atractiva para el Operador y generar un gran ingreso para el Estado.

El proyecto engloba conocimientos técnicos de ingeniería petrolera para comprender el fundamento de la propuesta, la Recuperación Mejorada y además incorpora la evaluación económica de un proyecto. Es importante recalcar que el análisis económico y técnico es aterrizado con un enfoque fiscal puesto en el contexto actual del país y la Reforma Energética.

Para el desarrollo de este proyecto tuve el apoyo de un equipo multidisciplinario en Schlumberger, contando con Ingenieros Petroleros expertos en diferentes áreas, un experto en Evaluación Económica, uno en

Administración de Proyectos y uno en Regímenes Fiscales. Teniendo, además, como mayor respaldo técnico al Dr. José Luis Bashbush para la parte de Recuperación Mejorada.

Cada uno de los expertos brindó puntos de vista y aportaciones enfocadas a su área, quedando en mí la integración de estos conocimientos para el desarrollo y análisis de resultados del proyecto.

# Aspectos Generales del Informe de Actividades Profesionales

## Objetivo

El objetivo de este reporte es demostrar algunos de los conocimientos y habilidades adquiridas durante mis prácticas profesionales y mi participación en un proyecto en particular. Por otra parte, las prácticas las hice con la intención de familiarizarme en un ambiente laboral y complementar lo aprendido durante la carrera.

## Descripción de la empresa

Schlumberger es la empresa prestadora de servicios líder a nivel mundial. Provee tecnología para caracterización de yacimientos, perforación, producción y procesamiento de hidrocarburos. Trabaja en más de 85 países y tiene aproximadamente 100,000 empleados de 140 nacionalidades diferentes.

También los negocios están organizados en dos hemisferios, Este y Oeste. A su vez estos hemisferios se dividen en Geomercados para su mejor funcionamiento y administración, conociendo al cliente de manera más particular para poder ofrecer un servicio más acorde a sus necesidades particulares.

La empresa fue fundada por los hermanos Schlumberger, quienes inventaron el registro con cable en 1926 y dado que comenzó gracias al desarrollo tecnológico, hoy continúa por esa línea desarrollando y proveyendo tecnología para la industria del petróleo constantemente.

De igual forma, los servicios que la empresa ofrece están organizados en Líneas de Producto, que se dividen en los dominios de Yacimientos e Infraestructura, y Pozos. Por ejemplo, una Línea de Producto asociada a Pozos es Integrated Drilling Services (IDS) que se enfoca ofrecer un servicio de administración integral para el proceso de perforación de pozos. Una perteneciente a Yacimientos e Infraestructura es Software Integrated Solutions (SIS) que se enfoca en proveer soluciones al cliente por medio de Consultorías, Hardware y Software de Schlumberger para las diferentes ramas de la industria.

## Contexto de mi participación profesional

Mis prácticas profesionales a lo largo de 6 meses se desarrollaron en dos Líneas de Producto, Integrated Drilling Services (IDS) y Software Integrated Solutions (SIS). Así que tuve la oportunidad de conocer de primera mano las dos líneas mencionadas enfocándome en los dominios de perforación e ingeniería de yacimientos y economía.

Primero comencé en IDS, por un periodo de dos meses con sede en Villahermosa, Tabasco. En esta Línea de Producto me desempeñé como Field Engineer Trainee, pasando la mitad de mi estadía en el Centro de Monitoreo donde observé el proceso de seguimiento a la perforación de varios pozos desde la base de Schlumberger mediante el monitoreo de parámetros específicos de la perforación en tiempo real. La última mitad la pasé en campo, en un pozo de la pera Madrefil, donde llevé a cabo varias actividades de aprendizaje y apoyo al Company Man para verificar la provisión de equipo y servicios en tiempo y forma, así como el que los procedimientos seguidos por el cliente sean acordes a las recomendaciones de la compañía para el mejor funcionamiento de aquello que esta provee.

Los cuatro meses siguientes estuve en SIS, con sede en Ciudad de México. En esta Línea de Producto fui participe en medida de lo posible en varios proyectos de evaluación, planeación y consultoría en donde mi apoyo consistió en diversas actividades que van desde el procesamiento y preparación de información técnica para el empleo del equipo de SIS hasta la elaboración de presentaciones ejecutivas para la alta gerencia local y del cliente, entre otras. Igualmente tuve la oportunidad de elaborar el proyecto que aquí se presenta, este proyecto se eligió para presentarse en el informe sobre de otros en los que participé por la responsabilidad que se me asignó en su desarrollo y el impacto que asumo puede tener al ser presentado y publicado por la Universidad.

Colaborando con diferentes expertos logré adquirir conocimientos que me permitieron desarrollar el proyecto que a continuación se presenta. Además, con el apoyo del equipo y con un enfoque integral se logró una propuesta clara conjuntando conocimientos.

En la siguiente sección se describe el proyecto del que anteriormente se habla, que llevé a cabo durante mis prácticas en SIS.

# **Incremento de los Ingresos Petroleros en México promoviendo la Recuperación Mejorada a través de Incentivos Fiscales**

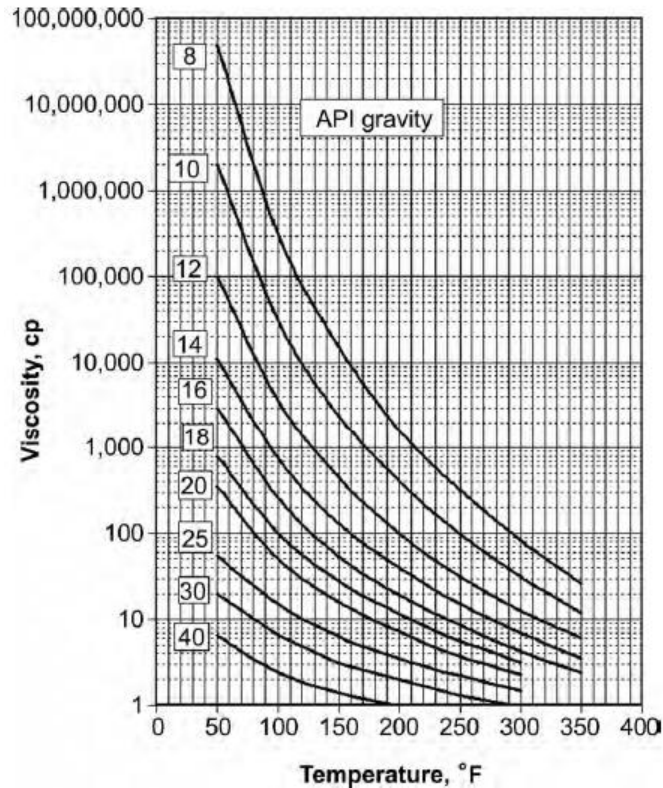
## **Objetivo**

Encontrar un esquema que genere estímulos fiscales para los proyectos de Recuperación Mejorada con un enfoque Ganar-Ganar para el Estado mexicano y los Operadores, mediante la construcción de un modelo económico y fiscal para un Contrato de Producción compartida.

## **Antecedentes**

La Recuperación Mejorada es el proceso de recuperación de hidrocarburos por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento. Esta definición es muy amplia y no restringe a la recuperación a una sola fase (primaria, secundaria o terciaria). La Recuperación primaria es aquella que se da gracias a los mecanismos de empuje naturales del yacimiento, gas en solución, entrada de agua, casquete de gas o empuje por fuerzas gravitacionales. La Recuperación secundaria se refiere a técnicas, como inyección de gas o agua, cuyo propósito principal es mantener la presión del yacimiento. La Recuperación terciaria implica procedimientos que se lleven a cabo posteriores a la Recuperación secundaria.

Con sus pocas excepciones la Recuperación Mejorada cae en una o más de las tres categorías: métodos químicos, térmicos o solventes. De los métodos empleados con más éxito están los térmicos, estos se apoyan en diversos mecanismos para la recuperación del petróleo, siendo el principal la reducción de la viscosidad con el incremento de la temperatura. En crudos pesados la reducción de la viscosidad es más dramática con la temperatura, es por eso que, para crudos ligeros, estos métodos no son tan recomendables. (Lake, 1989)



**Figura 1 Gráfico de Viscosidad con respecto a la Temperatura para aceites de diferentes densidades. (Jones, 2007)**

Los métodos térmicos pueden clasificarse de acuerdo con la forma en que se genera y proporciona calor al yacimiento:

- Los que usan calentadores en el fondo del pozo
- La inyección de fluidos calientes
- Los que originan la formación de un frente de combustión que se desplaza a través del yacimiento.

La inyección de fluidos calientes se divide en inyección de agua y de vapor. En este trabajo únicamente me enfoco en explicar la inyección de vapor dado que es el método que se seleccionó para desarrollar el proyecto.

En la inyección de vapor existen básicamente dos procesos, inyección de vapor cíclica e inyección de vapor continua, lo que se pretende es que el agua lleve por unidad de masa una máxima energía térmica.

La inyección de vapor cíclica consta de tres etapas, la primera, es la fase de inyección, en la cual se inyecta la cantidad predeterminada de vapor, la segunda, es la etapa de condensación del vapor en la cual se cierra



el pozo para permitir que el vapor inyectado condense y ceda su calor latente al petróleo y disminuya su viscosidad y la tercera etapa, es la que el pozo se pone a producir.

Algunos de los criterios que deben tomarse en consideración en el diseño de una inyección de vapor cíclica como opción aplicable, basados en experiencias, son una alta permeabilidad (100-500 mD), una saturación de petróleo de aproximadamente del 70% en un caso de porosidad media, la densidad del aceite, como ya se mencionó, considerando también el precio del mismo asociado a su densidad. El espesor de la formación productora es importante, igualmente la viscosidad.

Para determinar la cantidad de vapor, presión y temperaturas de inyección necesarias es necesario un análisis de las características del sistema roca-fluido más detallado, pudiendo obtener información de experiencia en campos análogos o calculando a partir de modelos matemáticos y simulación.

En el caso de una inyección de vapor cíclica el tiempo de cierre óptimo, es decir la duración de la segunda etapa, presenta retos para determinarse, pues está sujeto a diversos factores y deben analizarse tanto características de la formación y fluido como la energía propia del yacimiento.

La inyección de vapor continua es un proceso de desplazamiento de aceite por vapor a alta temperatura, el cual se inyecta de forma continua en la formación productora por uno o varios pozos inyectoros. En este método hay pozos inyectoros y productores y es de suma importancia la localización y espaciamiento entre ellos, determinado mediante estudios detallados del fluido y yacimiento. En el caso de la inyección continua, esta se aplica en todo el yacimiento, generalmente cuando el espaciamiento entre los campos es pequeño y cuando se ha tenido un resultado positivo de la inyección cíclica.

Para predecir la recuperación de aceite por estos métodos, debe estimarse el comportamiento de la viscosidad del aceite a diferentes temperaturas de calentamiento. Por medio de diversos modelos esta viscosidad puede relacionarse con el gasto esperado por inyección de vapor y llevar a cabo simulaciones que arrojen los posibles resultados de producción de la aplicación de la metodología. (Abreu, Muñoz, Silva, & Loreto)

En México la mayoría de los campos existentes son maduros y el mayor aprovechamiento de ellos podría alcanzarse mediante métodos de Recuperación Mejorada, además para los campos en etapas tempranas el planear esta alternativa antes del agotamiento provee mejores resultados para la producción y rentabilidad

de los proyectos (Tveit, 2014). Dado lo anterior, promover la Recuperación Mejorada en nuestro país es de suma importancia.

Con la Reforma Energética surge una oportunidad importante de guiar al país hacia la dirección que sea mejor para el desarrollo y aprovechamiento de nuestros recursos hidrocarburíferos y puesto que la correcta implementación de métodos de Recuperación Mejorada es de gran ayuda para aumentar los Factores de Recuperación y ganancias, vale la pena brindar un panorama y orientar sobre ciertos incentivos para promover su aplicación en México.

El concepto de Recuperación Mejorada es amplio e implica varias metodologías. Por medio de estudios en México se ha determinado que, (Alvarado, Cruces, & Menendez, 2017) de todos los métodos disponibles, por el tipo de crudo y yacimiento, la inyección de vapor sería factible para varios campos, por esta razón se seleccionó este método para el análisis que aquí se presenta.

Dado lo anterior, realicé el análisis para un campo de petróleo pesado, considerando la Inyección de Vapor como metodología de Recuperación Mejorada. Para mostrar que pueden existir esquemas que resulten benéficos para el Estado y el Operador promoviendo una situación Ganar-Ganar.

Para plantear estos esquemas es necesario analizar los contratos de Exploración y Extracción que existen en México y determinar cuáles son las áreas de oportunidad para mejorar el panorama respecto a la Recuperación Mejorada. Esto a través del desarrollo de un modelo económico donde las contraprestaciones (pagos que se hacen a los largo de la vida de un contrato a favor del Estado u Operador) pertinentes a un Contrato de Producción Compartida (Es importante mencionar que en México hoy en día principalmente se han firmado contratos de Producción Compartida y contratos de Licencia) se calculan y aplican al caso de un campo con sus respectivos posibles resultados de la implementación de una metodología de Recuperación Mejorada. Se analizaron varios casos en los que se demuestra el incremento en los ingresos tanto para el Estado como para Operador cuando se incorpora un incentivo fiscal.

Como ya se mencionó, existen dos tipos de contratos principales en México y es importante analizar los resultados de ambos, por esto cabe mencionar que previo al desarrollo de este proyecto hubo un análisis similar llevado a cabo también en Schlumberger. Este primer análisis, estuvo enfocado en los efectos que tendrían los incentivos fiscales en un contrato de licencia para los ingresos en México, tanto para el Operador como para el Estado, si se aplicaran para promover la inversión y el desarrollo de metodologías de

Recuperación Mejorada. (Bashbush, Ramírez, Núñez, & Espínola, 2018) En este análisis mi participación consistió en apoyo para material de presentación final y trabajo de integración de resultados.

El proyecto que aquí se presenta está ligado al primero y consistió en realizar este mismo análisis, pero ahora para un Contrato de Producción Compartida, considerando el mismo campo y metodología de Recuperación Mejorada que en el primero. Esto para complementar el análisis previamente realizado, mostrando que los efectos de los incentivos fiscales no solo aplican bajo cierto tipo de contrato, sino que pueden existir esquemas que resulten benéficos incluso con otras contraprestaciones a favor del Estado y el Operador promoviendo una situación Ganar-Ganar.

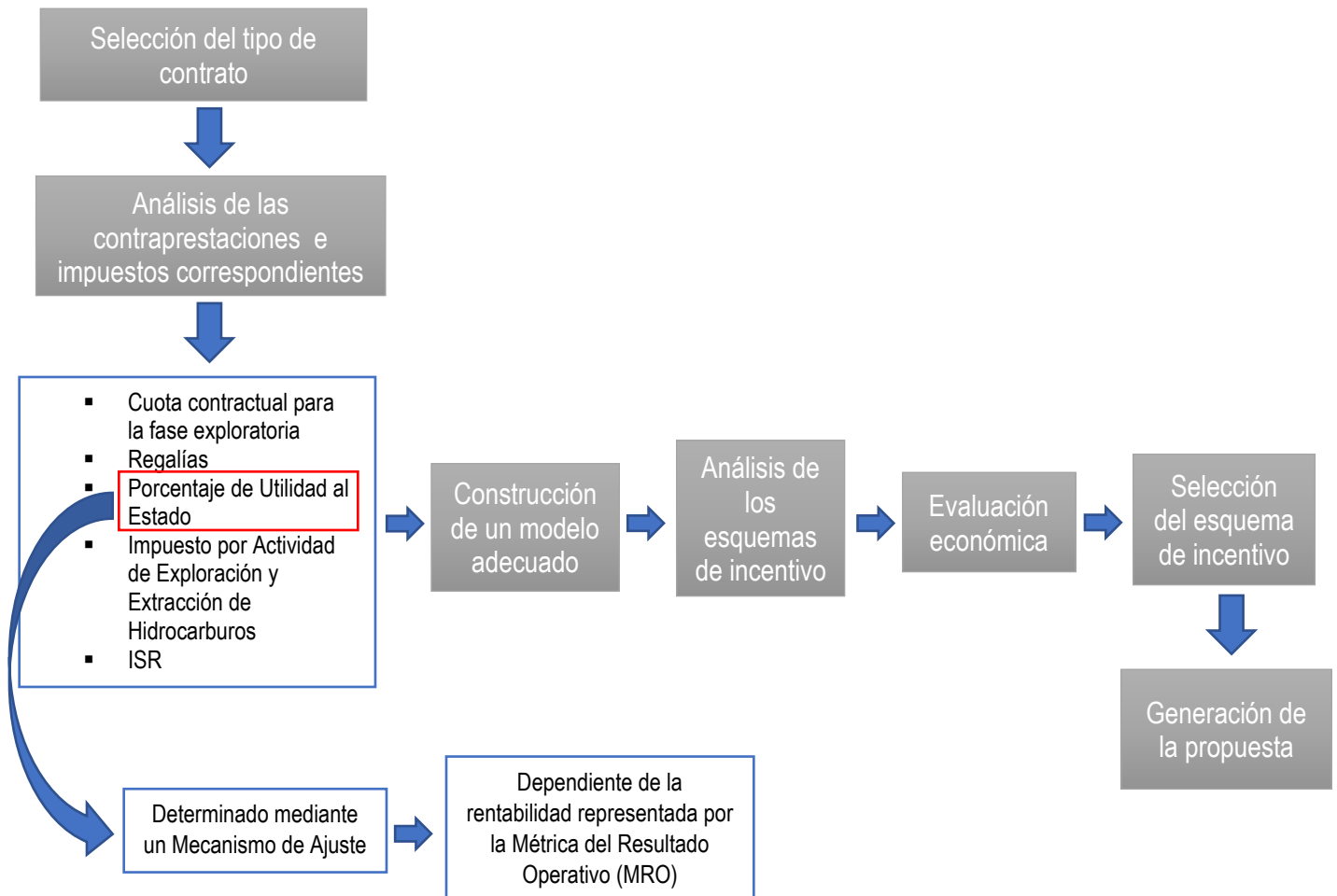
Este proyecto se presenta mostrando que la aplicación de Inyección de Vapor (para ejemplificar de manera general las metodologías de Recuperación Mejorada) con estímulos fiscales, resulta finalmente en un escenario atractivo tanto para los contratistas cómo para el gobierno y para México.

Es bien sabido que la ley, para los contratos actuales no permite modificaciones fiscales, pues las reglas del juego ya se establecieron y no son fáciles de cambiar sobre la marcha, sin embargo, en la investigación que realice encontré que en otros países ya ha sucedido (Oddone, 2018) . A pesar de esto, la propuesta que aquí se presenta permanece válida para su consideración por los organismos pertinentes para contratos futuros, cuyas reglas aún no se hayan definido y puedan revisarse con intención de aprovechar sus áreas de oportunidad.

Como Ingenieros Petroleros creo que es nuestra responsabilidad aplicar nuestros conocimientos para beneficio del país e impactar de manera positiva en la mayor medida posible; además de mostrar la alta capacidad técnica nacional para competir profesionalmente en el ámbito global de la industria.

## Metodología utilizada

Para ilustrar la Metodología se emplean un flujo de trabajo que esquematiza en qué consiste el proyecto y los pasos generales para el desarrollo de este.



**Figura 2 Diagrama de la metodología empleada**

Como se esquematiza en la parte superior, primero se eligió el tipo de contrato. El contrato de Producción Compartida se eligió dado que se busca complementar el análisis previamente realizado para un contrato de licencia. Posteriormente se procedió al análisis y comprensión de las contraprestaciones que este contrato implica y se definió cuál era la contraprestación a modificar mediante un análisis de sensibilidad en el flujo de efectivo después de impuestos, para encontrar el incentivo.

Se hicieron variaciones a la contraprestación elegida empleando el modelo construido, para finalmente llevar a cabo una evaluación económica y seleccionar el esquema de incentivo para generar una propuesta.

En el Diagrama del Proceso de Análisis en la página siguiente se muestra el proceso en el cual se reciben los insumos y estos se usan para llevar a cabo la evaluación en el modelo económico y así generar la propuesta, que finalmente quedará sujeta al análisis y consideración de las autoridades correspondientes.

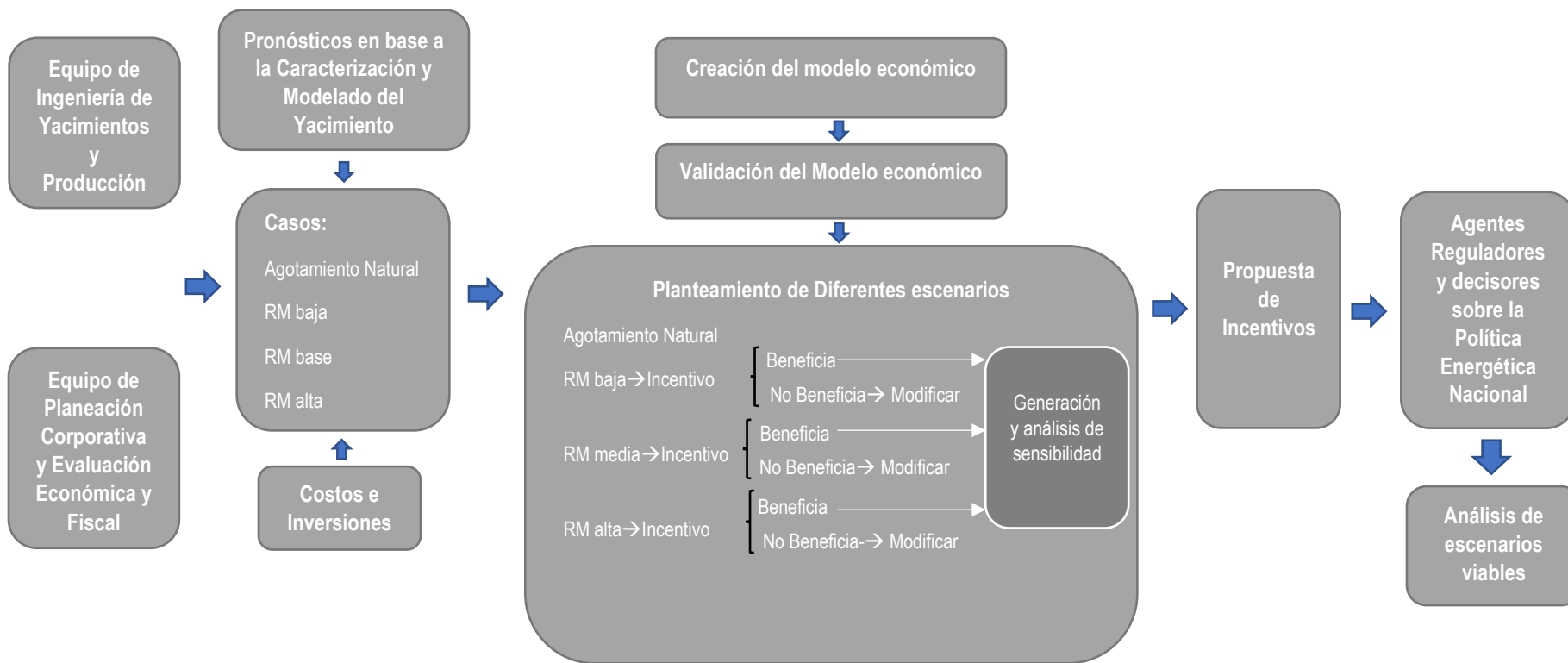
Los datos de insumos fueron obtenidos de un equipo de yacimientos especialista en Recuperación Mejorada y los pronósticos están hechos en base a la información de un campo sometido a pruebas de inyección de vapor y fueron modificados por motivos de privacidad.

En primer lugar, un equipo de Yacimientos y Producción llevó a cabo la caracterización y modelado del yacimiento, así como de la metodología de Recuperación Mejorada, esto para tener los pronósticos de producción correspondientes. Además, un equipo de Planeación y Evaluación brindó los costos e inversiones a emplearse en el modelo.

A partir de los insumos, se plantearon diversos escenarios de incentivo para cada caso de producción y se evaluó el efecto de cada uno de ellos, determinando así, el esquema que se presenta como propuesta.

Así finalmente esta propuesta presentada estará sujeta a consideración y evaluación por parte de decisores sobre la política energética y fiscal quienes determinarán finalmente su viabilidad.

## Diagrama del Proceso de Análisis



**Figura 3 Insumos, proceso y resultados**

## **Definición del análisis**

### **1.- Definición de condiciones del yacimiento y el fluido**

El yacimiento del cual se hace el análisis es un yacimiento de areniscas continuas no consolidadas con bajo contenido de arcilla. Su porosidad va de 24% a 32% y con buena permeabilidad de 100 a 2,000 (mD). El petróleo del yacimiento es pesado, de 8 a 14 grados API y una relación de solubilidad inicial de 20 a 25 (scf/stbl); además tiene viscosidades variables de 180 a 800 (cp).

El campo ha producido por pozos verticales acumulando una producción de 6 (MMstbl) por Agotamiento Natural de un Volumen Original de 600 (MMstbl) Se llevaron a cabo dos pilotos de inyección de vapor exitosos. Las condiciones aquí establecidas se mantienen constantes a lo largo del análisis.

Para fines de este proyecto se llevó a cabo el análisis de un esquema de producción de manera probabilista generando tres pronósticos de producción, con el objetivo que el análisis cubra la incertidumbre en la aplicación de metodologías de Recuperación Mejorada conlleva. Se realizaron proyecciones de la producción, primero por Agotamiento Natural y posteriormente para tres escenarios diferentes con implementación de Recuperación Mejorada -con alta, mediana y baja respuesta a la inyección de vapor-, correspondientes a sus valores de probabilidad. Estos fueron insumos para el proyecto.

### **2.- Metodología de Recuperación Mejorada**

La metodología consistió en una inyección de vapor cíclica, 3 a 5 ciclos por pozo, según sus características geológicas, petrofísicas y de fluidos y un exhaustivo estudio realizado por un equipo de expertos en yacimientos y Recuperación Mejorada, seguida de una inyección continua. Cada uno de estos cuatro casos se considera una producción diferente, diferentes inversiones y costos, obviamente consistentes a las especificaciones en el plan de desarrollo que cada caso implica. Se mantuvo para cada caso el agotamiento natural los primeros tres años para reducir la presión del yacimiento preparándolo para mejorar la eficiencia de la inyección de vapor, para replicar la inyección en otros pozos y para extender los resultados a un patrón para inyección continua (Nuñez, Ramirez, Bashbush, & Espínola, 2018).

### **3.- Evaluación Económica**

#### **Consideraciones**

Los regímenes fiscales pueden considerar ciertos incentivos para la aplicación de metodologías de Recuperación Mejorada. Se proponen mejoras a estos incentivos en el Contrato de Producción Compartida para generar un beneficio atractivo para ambas partes.

Los cálculos para los indicadores económicos de cada escenario tienen como base las contraprestaciones y términos a los que está sujeto un Contrato de Producción Compartida (Ejecutivo Federal, 2016) . Para fines prácticos los indicadores económicos que se utilizaron para llevar a cabo las comparaciones entre escenarios son el Valor Presente Neto (VPN) después de impuestos y la Eficiencia de Inversión, que se obtienen del análisis de cada escenario e incentivo para el Estado y el Operador.

Para el análisis económico se supuso lo siguiente:

- Los precios considerados comienzan en 35 USD/bl y tienen incrementos de 5 USD/bl hasta llegar a 80 USD/bl.
- Sólo se tiene producción comercial de petróleo.
- El gas producido se utiliza en la generación energía para el campo.
- La tasa de descuento es al 10 % y se descuenta anualmente.
- Todos los valores relacionados al dinero e indicadores están en USD.
- La duración del contrato es de 30 años, bajo el modelo de Producción Compartida.
- Para el contrato se considera: 1) Regalía base ajustada por el precio del barril. 2) Recuperación de costos con un límite de 60%. 3) Porcentaje de Utilidad Operativa de Operador y Estado con el mecanismo de ajuste establecido en el contrato en relación los ingresos del operador e iniciando en un 65% para el Operador 4) Impuesto por Exploración y Extracción e Impuesto sobre la renta.

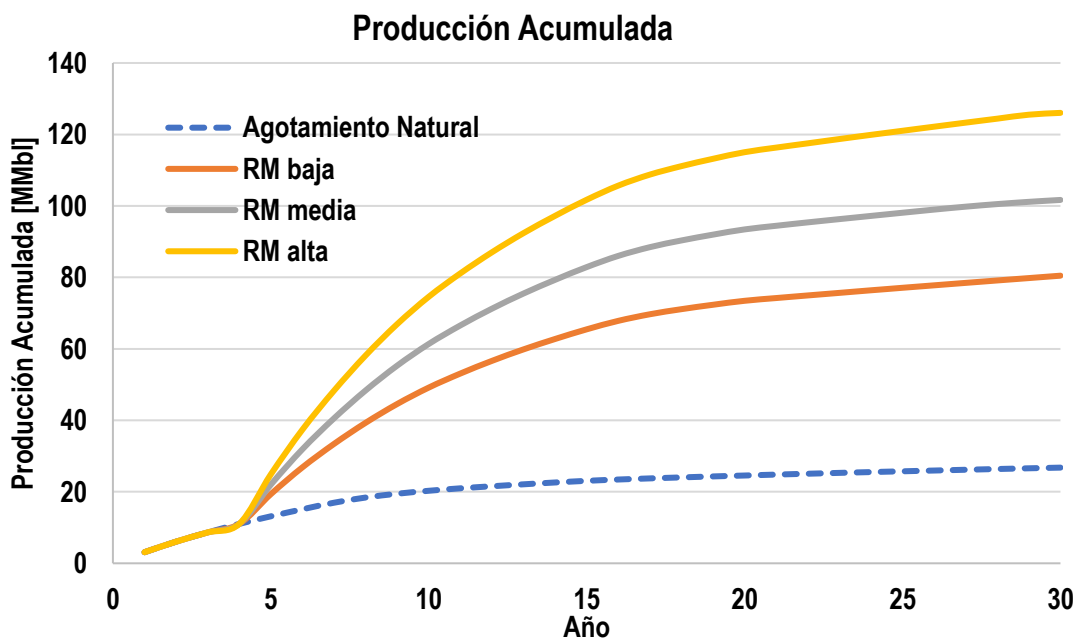
Las mejoras durante todo este análisis se analizan desde cuatro perspectivas:

- Técnica para el Operador (Incremento en la Producción Total Acumulada y Factor de Recuperación)
- Económica para el Operador (Mayor ingreso)
- Económica para el Estado (Mayor ingreso)
- Volúmenes adicionales (Más barriles)



## Detalles del procedimiento

Se evaluaron cuatro casos de producción que son: Agotamiento Natural e Implementación de Recuperación Mejorada (RM en todos los gráficos) con producción Baja, Media y Alta, y se presentan en la gráfica siguiente. (Nuñez, Ramirez, Bashbush, & Espínola, 2018)



*Gráfico 1 Producción Acumulada de los diferentes escenarios planteados en un periodo de 30 años a partir de 2017.*

Como se muestra en el gráfico anterior la producción acumulada aumenta de manera significativa comparado con el Agotamiento Natural, incluso en el escenario de menor producción aplicando Recuperación Mejorada por inyección de vapor.

Los incrementos en el Factor de Recuperación que implica la Producción Acumulada en el Gráfico anterior se ven reflejados en la **Tabla 1**, al igual que los costos e inversiones asociados a los diferentes escenarios.

Escenarios de Producción				
	Agotamiento Natural	RM Baja	RM Media	RM Alta
Np actual (MMbl)	6			
Np final (MMbl)	32	88	109	132
Factor de Recuperación final (%)	5	14	18	22
OPEX Total (MMUSD)	524	1,853	2,278	2,747
CAPEX para RM (MMUSD)	0	303	499	715

**Tabla 1 Diferentes escenarios planteados donde se ve el incremento de producción y por tanto el aumento en el Factor de Recuperación.**

Con fines de practicidad y dado que todos los casos presentan un incremento en la producción, así como, una diferencia de inversión, costos y ganancia significativa respecto al Agotamiento Natural se optó por emplear el caso de producción por Recuperación Mejorada Media para ilustrar los resultados. La variación en los costos e inversiones de cada caso están asociados a diferentes instalaciones superficiales que se asocian al tratamiento de la producción que conllevan.

Para llevar a cabo la comparación de las evaluaciones económicas primero se procedió con el cálculo de los indicadores económicos de acuerdo con lo establecido en las consideraciones anteriores para el caso de Agotamiento Natural. Posteriormente estos indicadores se calcularon para los tres casos de Recuperación Mejorada, considerando diferentes inversiones y costos, y estos se compararon con el caso de Agotamiento Natural.

Finalmente se procedió realizar el análisis de sensibilidad de los parámetros fiscales para los casos de Recuperación Mejorada, comparándolos nuevamente con el caso de Agotamiento Natural con el incentivo fiscal actual (Ejecutivo Federal, 2016) (que se entiende por la deducción total de las inversiones asociadas a Recuperación Mejorada y la recuperación de costos), para encontrar la variación que ofrezca beneficios atractivos tanto al Estado como al Operador.

Por medio de un análisis de Diagramas de Tornado, se determinó que el parámetro con mayor influencia sobre el Flujo de Efectivo después de impuestos de Operador y Estado es el Porcentaje de Utilidad Operativa. Variando este parámetro mediante un análisis más detallado, se observó que el Mecanismo de Ajuste empleado para determinar este porcentaje es lo que más influye en los resultados económicos para el Estado y el Operador. Los resultados de este análisis de sensibilidad se muestran en la sección de Resultados.

Después de obtener los resultados de diversos escenarios, se decidió que para fines prácticos se mostrara el análisis del caso de producción media con la implementación de Recuperación Mejorada. A este caso se le aplicaron incentivos variando parámetros fiscales del contrato.

Para fines ilustrativos es pertinente, antes de presentar los resultados, explicar cómo funciona el Mecanismo de Ajuste para el Porcentaje de Utilidad Operativa. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018)

Para comenzar, el Mecanismo de Ajuste funciona basado en la **Métrica del Resultado Operativo (MRO)**. El Resultado Operativo es la utilidad (el precio por la producción de hidrocarburos) menos las inversiones y los costos, más los costos recuperables. La MRO es por lo tanto un parámetro que indica qué tan favorable o no es el Resultado Operativo. El Mecanismo de Ajuste para el Porcentaje de Utilidad Operativa del Estado está diseñado para que conforme el proyecto sea más rentable, es decir tenga un valor mayor de la MRO el Estado pueda tener un mayor porcentaje de esta utilidad. Esto es necesario para mantener el balance establecido en un inicio de la utilidad que corresponde al Estado y la Operadora, puesto que, si la rentabilidad del proyecto aumenta mucho y el Estado mantienen el mismo porcentaje de la Utilidad, la Operadora finalmente llevará mayor ganancia, dejando atrás al Estado.

Los rangos de la MRO que se consideran para el ajuste son

- Cuando la MRO es menor a  $U1$ , el Porcentaje de Utilidad Operativa no sufrirá de ningún ajuste, sino que se mantendrá en el porcentaje inicial acordado en el contrato.
- Cuando la MRO tenga un valor entre  $U1$  y  $U2$  se emplea la fórmula de ajuste lineal:

$$\text{Porcentaje de Utilidad para el Operador} = SC1 - (SC1 - SC2) \left( \frac{MRO_{t-1} - U1}{U2 - U1} \right) \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

$SC1$  es el Porcentaje De Utilidad Operativa inicial para el Operador

$SC2$  es el Porcentaje de Utilidad Operativa inicial para el Operador, multiplicado por 0.25 y

$MRO_{t-1}$  es la Métrica del Resultado Operativo del periodo anterior al que se calcula

$U1$  es un parámetro fijo =0.25

$U2$  es un parámetro fijo =0.40

Cuando la MRO es mayor a  $U2$ , el Porcentaje de Utilidad Operativa será el porcentaje inicial multiplicado por 0.25.

Es posible notar que conforme la MRO es mayor reduce el porcentaje que corresponderá al Operador, es decir, el porcentaje para el Estado se incrementa.

## Resultados

Para evaluar la variable con mayor impacto se realizó un análisis de sensibilidad mediante Diagramas de Tornado sobre el Flujo de Efectivo después de impuestos y se obtuvo lo que se muestra en el diagrama de la página siguiente. Las variables que se sensibilizaron fueron la Recuperación de Costos en la variable Burden del diagrama, el Porcentaje de Utilidad Operativa en la variable Taxes, el Precio y la Producción.

En el diagrama se nota que la variable con mayor impacto es la de Taxes. Dentro de esta variable, se encuentra el Porcentaje de Utilidad Operativa y dado que esto no es un impuesto inamovible como el Impuesto Sobre la Renta se decidió variar este parámetro dentro de la variable de mayor impacto.

Dada la naturaleza del contrato, se decidió no simplemente modificar el porcentaje inicial de Utilidad Operativa para el Estado, ya que esto no tenía un impacto muy relevante. Esto sucede dado que en un Contrato de Producción Compartida existe el Mecanismo de Ajuste explicado anteriormente en este trabajo. Al disminuir el Porcentaje de Utilidad Operativa inicial para el Estado no se observó un efecto significativo ya que, al aumentar la ganancia, este porcentaje era modificado a favor del Estado por el mecanismo, resultando una reducción de la ganancia para el Operador.

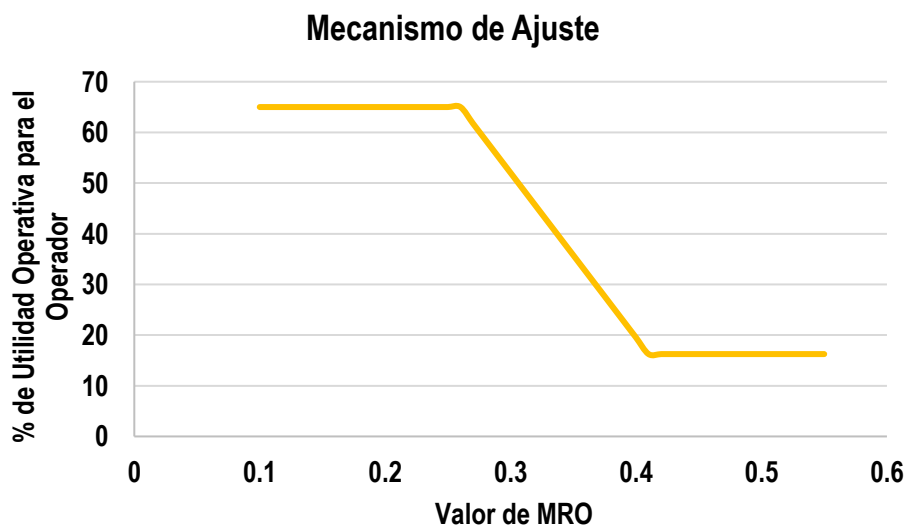
Considerando lo anterior se decidió entonces proponer una modificación en el Mecanismo de Ajuste que permitiera al Operador un margen más amplio para lograr mayor ganancia. Obviamente esto debe hacerse vigilando que la ganancia del Estado no sea gravemente perjudicada, dado que el propósito es promover las metodologías de Recuperación Mejorada para así incrementar el valor de los Hidrocarburos para el país, entre muchos más beneficios. Si al implementar estos incentivos resultara en pérdidas para el Estado o un escenario menos favorable que aquel que no aplica Recuperación Mejorada, entonces no se cumpliría con los objetivos ni de este trabajo ni la política energética de México.

Variable	Variación del Indicador	Valor del escenario bajo en MUSD		Valor del escenario medio en MUSD		Valor del escenario alto en MUSD									
Description	Var	270000		302542		345000									
			277500	285000	292500	300000	307500	315000	322500	330000	337500				
Tax	0.50	274124	H									L	330337		
Burden	0.26	283604		H									L	324485	
Prod.: Oil Price	0.12	289106			L									H	316903
Prod.: Oil Volume	0.11	289437			L									H	316162

**Figura 4 Diagrama de Tornado mostrando el efecto de las diferentes variables en el Flujo de Efectivo después de impuestos del Operador. Donde la variable “Impuestos” engloba el Porcentaje de Utilidad Operativa y para sus escenarios bajo, medio y alto fue modificada únicamente en esta parte. Todos los escenarios de las variables se modificaron en un  $\pm 10\%$ .**

Una vez determinado el parámetro sobre el cual se va a incentivar, se analizó el comportamiento de este mecanismo de ajuste al variar dos de sus parámetros, el límite inferior del MRO, **U1**, a partir del cual el porcentaje original de Utilidad Operativa comienza a modificarse conforme a la Ecuación 1 y el límite superior del MRO, **U2**, a partir del cual el porcentaje deja de modificarse se acuerdo a la misma ecuación y se empieza a multiplicar por 0.25

Para comprender mejor el comportamiento del mecanismo e ilustrar lo que se determinó modificar, se creó la gráfica que sigue.



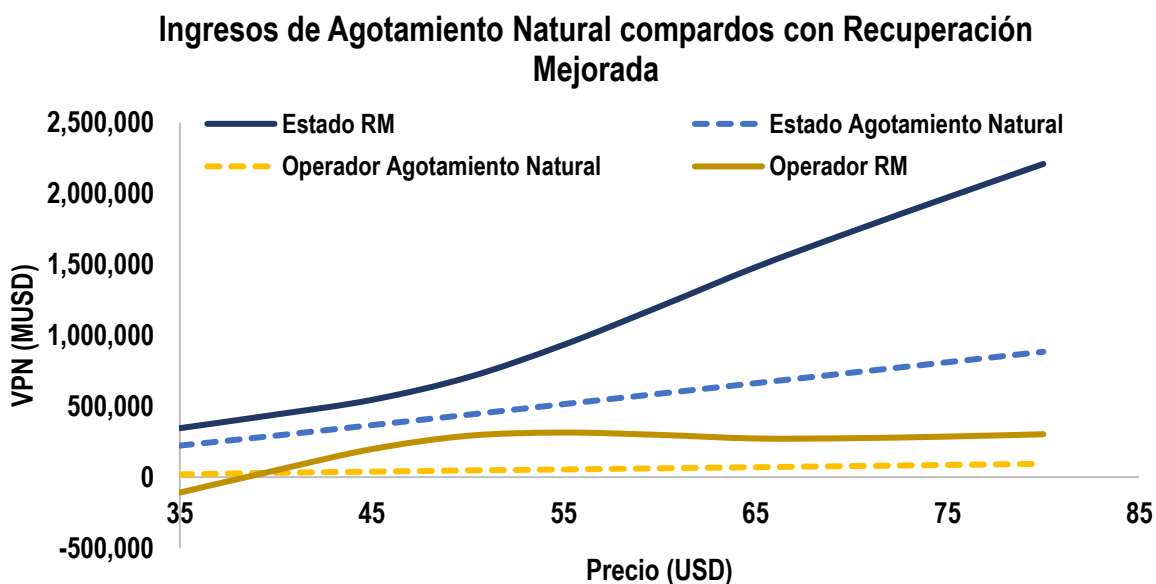
*Gráfico 2 Comportamiento de la Utilidad Operativa para el Operador con respecto a su Métrica del Resultado Operativo, es decir a su rentabilidad, que ilustra el Mecanismo de Ajuste.*

En el gráfico anterior se observa que existen dos límites (**U1** y **U2**) y una recta entre ellos que representa la ecuación de ajuste, para fines prácticos se decidió no proponer modificaciones a la ecuación que causa la línea recta, sino ir sobre los límites para modificar este comportamiento.

Analizando las posibilidades fue claro que el límite inferior (**U1**) no podía modificarse mucho sin cambiar el superior, el margen es limitado pues su valor original inicial es de 0.25 y se planearon incrementos de 0.1 unidades para que el reflejo del impacto fuera mayor.

Dado lo anterior, los resultados que se mostrarán a continuación, por fines meramente ilustrativos sobre el efecto que un incentivo fiscal podría tener, surgen de modificar el límite superior (**U2**) de 0.4 de 0.1 en 0.1.

Este incremento se planeó mantener hasta que implicara una pérdida para el Estado comparado con el esquema de Agotamiento Natural. Se llegó a 0.9 de límite superior y el Estado nunca tuvo pérdida.



*Gráfico 3 Comparación de los Valores Presentes Netos para el Estado y Operador en los diferentes escenarios.*

El **Gráfico 3** muestra los VPNs tanto del Estado como del Operador para Agotamiento Natural y Recuperación Mejorada (RM). Es posible observar que el Estado tiene una ganancia significativa comparando cualquiera de los escenarios de Recuperación Mejorada con el Agotamiento Natural, siendo alrededor del doble.

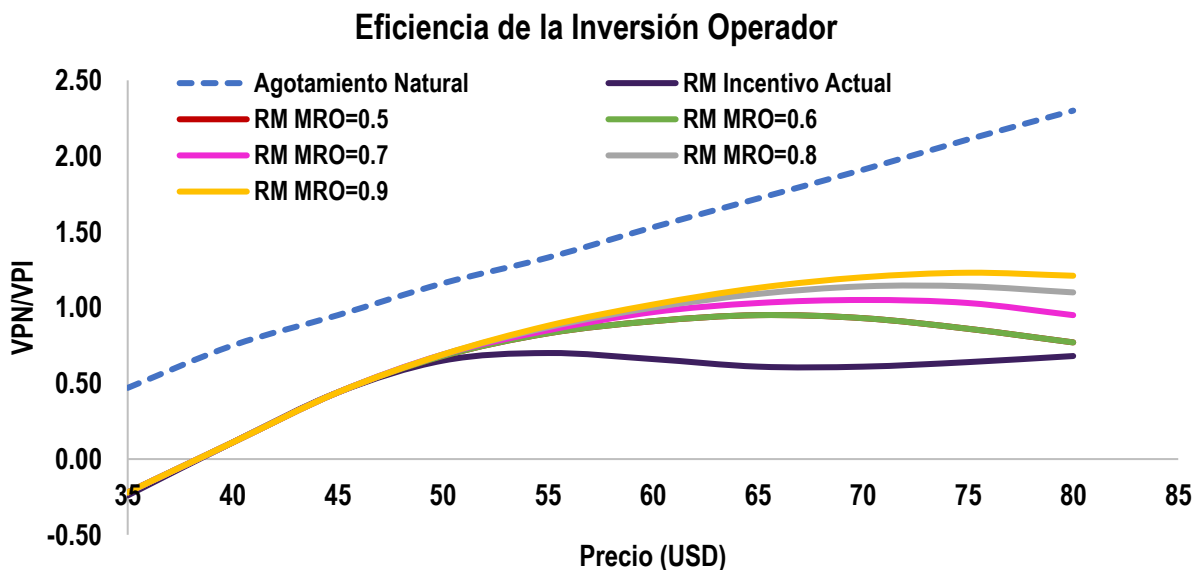
El Estado tiene ingresos significativamente mayores con la implementación de Recuperación Mejorada que con la opción de Agotamiento Natural.

Para el Operador, la implementación de Recuperación Mejorada tiene un valor presente ligeramente mayor al Agotamiento Natural aún sin incentivos, aunque claro, este valor aumenta con incentivos. Sin embargo, comparando el Agotamiento Natural con la recuperación sin incentivos, el ligero incremento en la ganancia no justifica la mucho mayor inversión y riesgo que implica una metodología de Recuperación Mejorada.

Para tener un indicador económico que ilustrara el desempeño del dinero invertido y los frutos reales de las metodologías, se graficó la Eficiencia de la Inversión del Operador. Esta eficiencia se graficó variando el incentivo con un MRO desde 0.5 hasta 0.9 (recordando que el valor actual de MRO superior es de 0.4). La



decisión sobre la selección de estos parámetros corresponde a las autoridades correspondientes en función de un análisis de este tipo.



**Gráfico 4: Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI) para los diferentes escenarios de producción y de incentivos. El valor para RM MRO=0.5 se encuentra bajo del de RM MRO=0.6, pues este último se superpuso.**

En el Gráfico 4 se observa como el emplear el Agotamiento Natural brinda una mayor Eficiencia de la Inversión al Operador y cómo comparado con el escenario actual para Recuperación Mejorada existe una gran diferencia en la ganancia del Operador donde de una eficiencia de casi 2.5 con el Agotamiento Natural, cae a 0.6 aproximadamente empleando Recuperación Mejorada. Esto hace que la implementación de Recuperación Mejorada no sea atractiva para el Operador.

Por otro, si se analizan las curvas en el Gráfico 4 de la Recuperación Mejorada incentivada a diferentes valores del MRO, puede verse como conforme el valor de la MRO aumenta también lo hace la Eficiencia de la Inversión. El incentivo de 0.9 de MRO brinda el doble de eficiencia que el incentivo actual para el Operador.

La eficiencia de los escenarios incentivados no supera aquella del Agotamiento Natural bajo el esquema que se plantea para el Gráfico 4, sin embargo, a pesar de que la eficiencia no aumenta drásticamente si lo hace el VPN, como puede verse en el Gráfico 5. Este esquema de incentivo haría más atractiva la inversión dado que mejora la eficiencia y genera mucho mayor ganancia. Es importante mencionar que no todos los indicadores pueden mostrar resultados muy positivos y el Gráfico 4 es únicamente una forma de mostrar el efecto del incentivo haciendo más eficiente las inversiones de lo que originalmente eran.

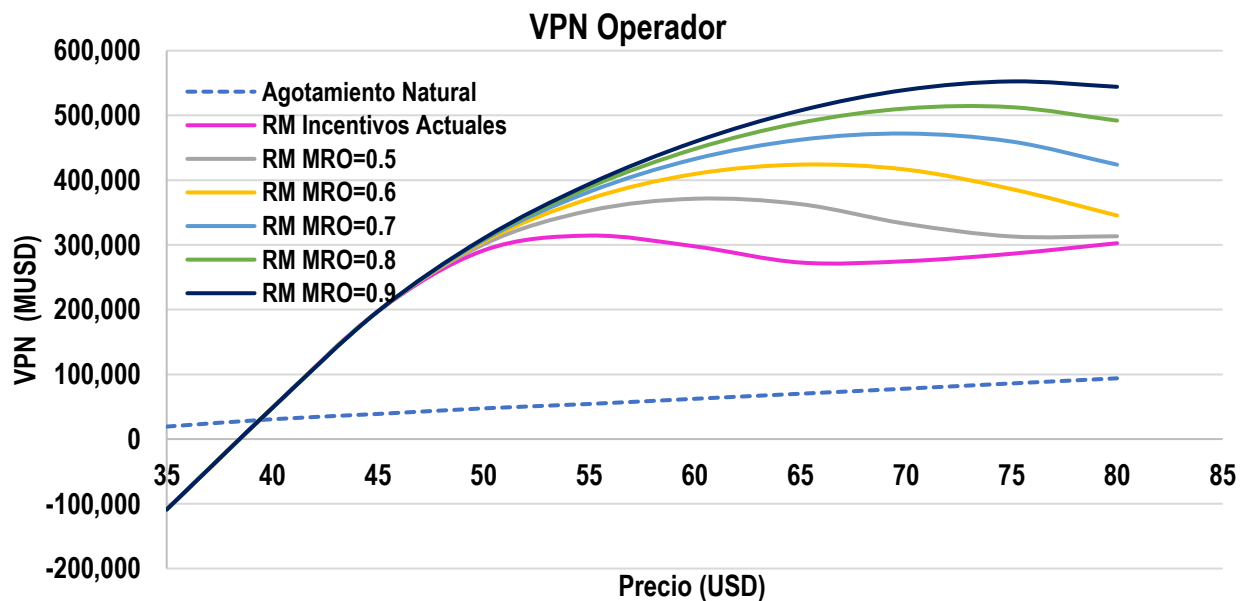


Gráfico 5 Valor Presente Neto del Operador mostrando la opción de Agotamiento Natural y con la aplicación de Recuperación Mejorada bajo diferentes incentivos.

Para analizar el efecto del incentivo máximo planteado en el VPN del Estado, se hizo un análisis más detallado de la variación del VPN del Estado conforme se aumenta el incentivo.

Los diferentes valores se presentan en el Gráfico 6, finalmente observando que, si bien disminuye la ganancia del Estado al elevar el incentivo, ningún valor de MRO hace la ganancia menor a la del Agotamiento Natural.

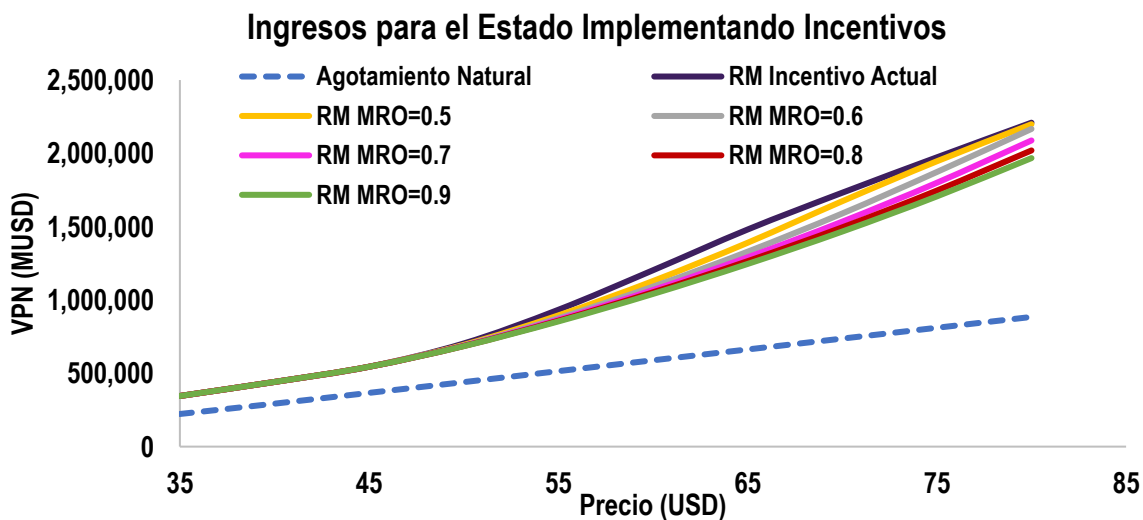
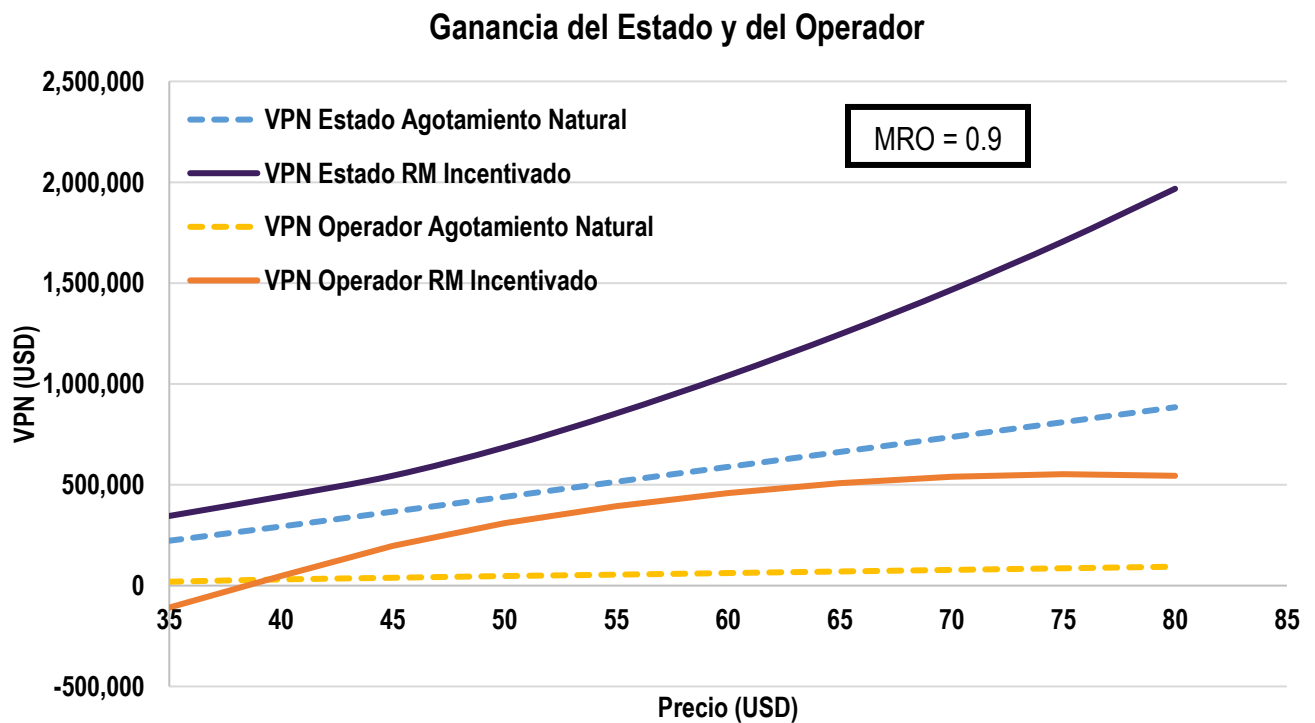


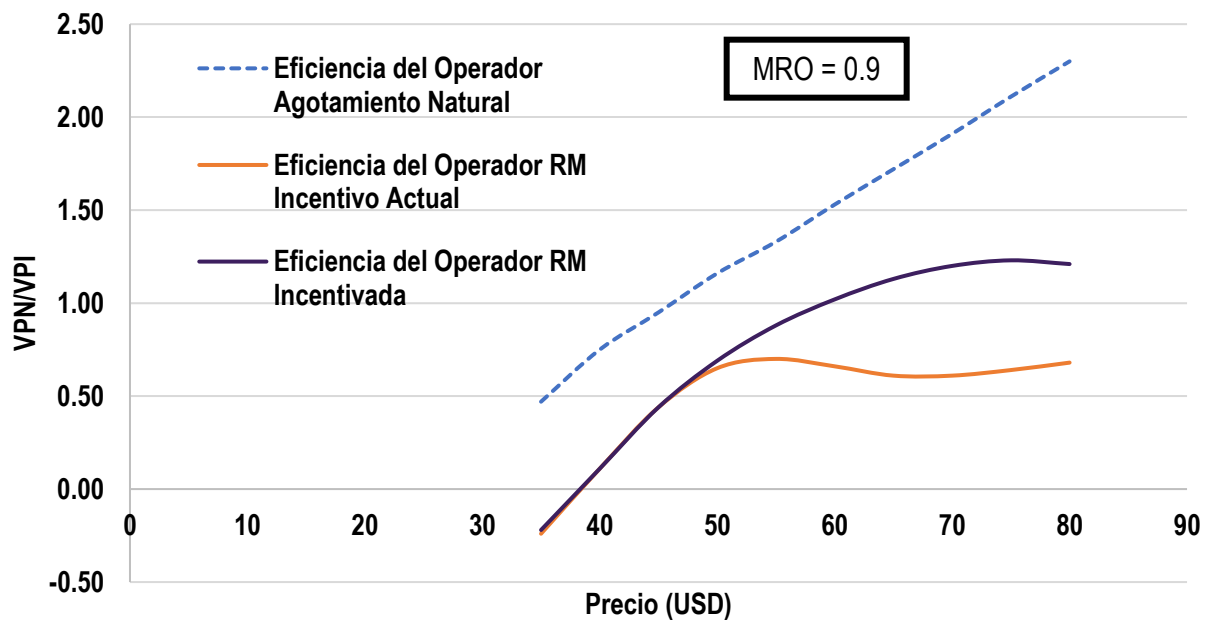
Gráfico 6 Valor Presente Neto del Estado con los diferentes incentivos de Recuperación Mejorada comparando con el VPN por Agotamiento Natural.

El aplicar incentivos aumenta la Eficiencia de la Inversión del Operador, pero no tiene un impacto mayor sobre el ingreso del Estado, se decidió poner en perspectiva lo que implica para cada parte. El **Gráfico 7** y el **Gráfico 8**, contrastan los efectos de los indicadores económicos tanto como para el Estado como para el Operador.



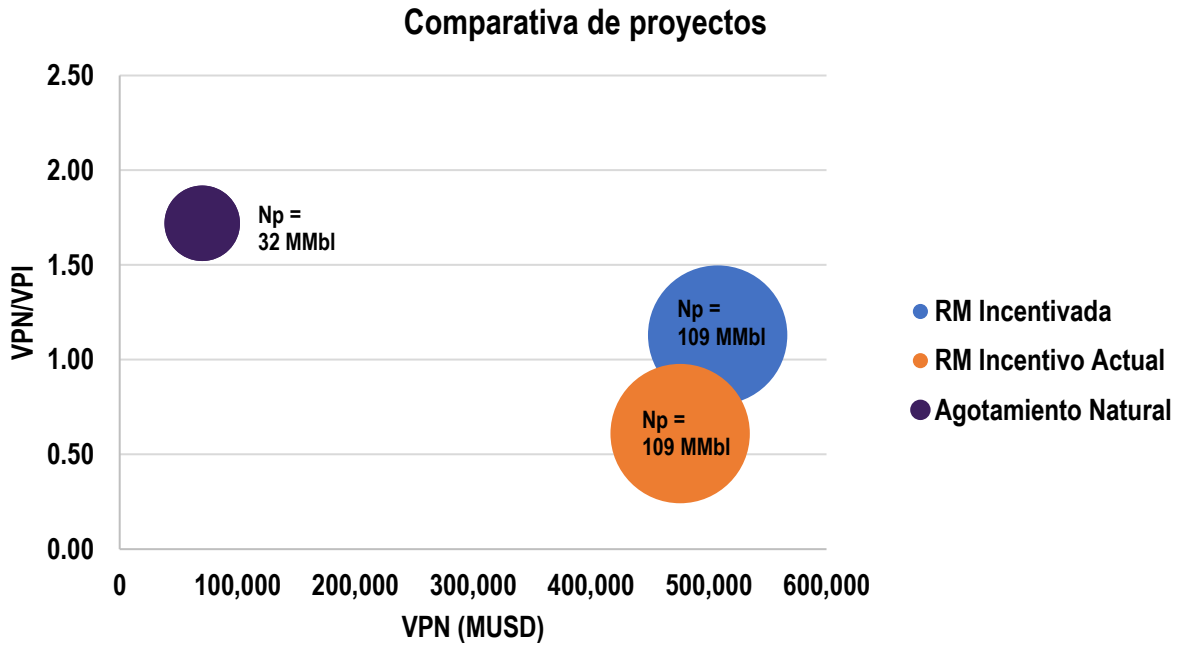
*Gráfico 7 VPN del Estado en función del precio del petróleo para un incentivo MRO=0.9.*

## Eficiencia de la Inversión del Operador



**Gráfico 8** Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI) para el Operador en función del precio del petróleo para un incentivo de  $MRO=0.9$ .

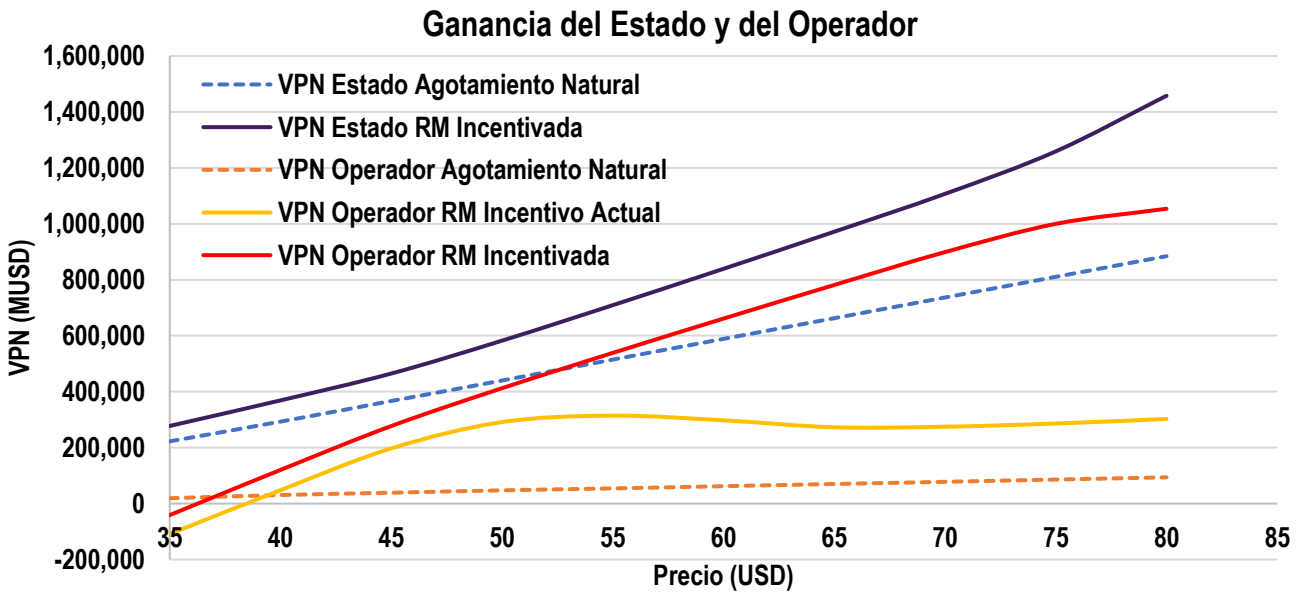
La Gráfico 9 pone en perspectiva el resultado del Agotamiento Natural, aquel si se aplicara Recuperación Mejorada con el Incentivo Actual y el que se obtendría si se aplicara Recuperación Mejorada con el incentivo propuesto de  $MRO = 0.9$  para el límite superior del ajuste. Ilustra la producción acumulada ( $N_p$ ) final para visualizarla en conjunto con indicadores económicos.



**Gráfico 9** Los mayores valores de Eficiencia de la Inversión se encuentran en la opción de Agotamiento Natural, sin embargo, el Np (la producción acumulada final) es mucho menor que al emplear Recuperación Mejorada. La Recuperación Mejorada Incentivada brinda mayor eficiencia de la Inversión y mayor VPN que con el Incentivo Actual.

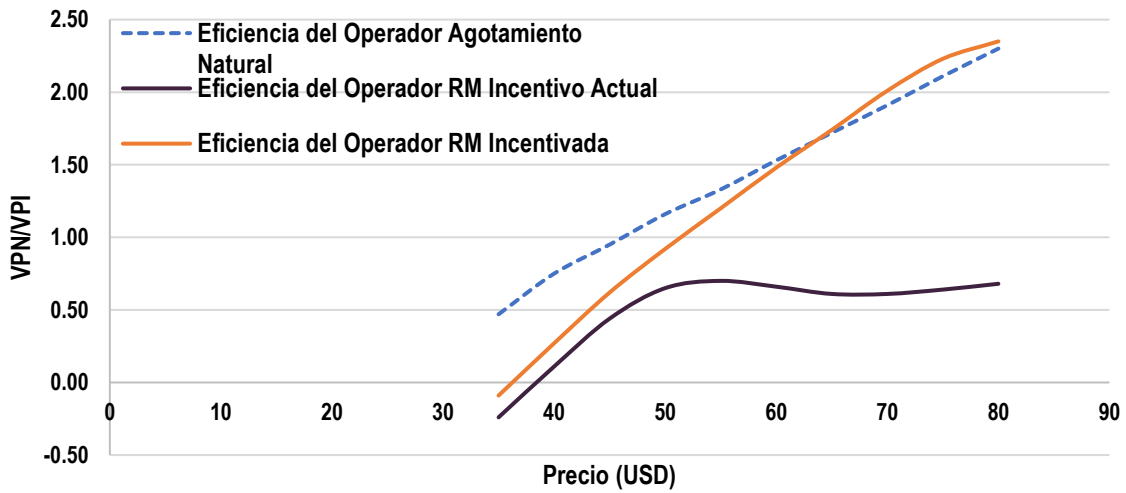
Los escenarios mostrados de incentivo son únicamente opciones que muestran una mejora en el panorama para estimular la implementación de Recuperación Mejorada y que quedan escenarios por explorar, considerando mayores modificaciones al mecanismo de ajuste.

Para determinar el conjunto de incentivos donde resultara que el operador alcanza con Recuperación Mejorada valores mejores de VPN y Eficiencia de la inversión que para el Agotamiento Natural requeriría un análisis mucho más a detalle, con varios escenarios, casos e iteraciones. Esto está fuera del alcance del proyecto, sin embargo, sí es posible encontrarlo. Para ello se muestran en el **Gráfico 10** y **Gráfico 11**, el planteamiento de varias modificaciones al mecanismo de ajuste cambiando el límite inferior y superior de valores del MRO, así como el Porcentaje de Utilidad Operativa Inicial.



**Gráfico 10 VPN del Estado bajo tres diferentes esquemas fiscales. La Recuperación Mejorada (RM) Incentivada se evaluó modificando el límite superior a 0.90 y el inferior a 0.75, iniciando en un Porcentaje de Utilidad Operativa de 80% para el Operador.**

## Eficiencia de la Inversión del Operador



**Gráfico 11** Eficiencia de la Inversión del Operador bajo tres diferentes esquemas fiscales. La Recuperación Mejorada (RM) Incentivada se evaluó modificando el límite superior a 0.90 y el inferior a 0.75, iniciando en un Porcentaje de Utilidad Operativa de 80% para el Operador

El escenario que se muestra anteriormente, sin embargo, debe evaluarse de acuerdo con la normatividad aplicable y condiciones del proyecto, así como los demás esquemas que pudieran plantearse.

## **Conclusiones y Recomendaciones del Proyecto**

La aplicación de metodologías de Recuperación Mejorada implica inversiones y riesgo mayores que la explotación del yacimiento por Agotamiento Natural. Sin embargo, en términos de la Producción Acumulada y Factor de Recuperación, los esquemas de Recuperación Mejorada resultan ser la alternativa más favorable.

En este trabajo se puntualiza que para las condiciones actuales para un Operador la Eficiencia de Inversión disminuye considerablemente al aplicar metodologías de Recuperación Mejorada, lo que hace esta alternativa no atractiva para el mismo.

El que la implementación de evaluaciones económicas de un proyecto que cuadruple la recuperación no resulte en una opción económicamente atractiva perjudica al Estado mexicano.

La producción y Factor de Recuperación del país resultan menores sin implementar Recuperación Mejorada y por lo tanto los ingresos de la nación también son menores, esto disminuye el valor de los hidrocarburos, las inversiones en los campos y la derrama económica en las comunidades, afectando de muchas formas al país.

Como se muestra en los resultados del proyecto, el implementar incentivos fiscales realmente implica una mejora en la rentabilidad de la aplicación de Recuperación Mejorada para el Operador y sin afectar significativamente la ganancia del Estado. Esto es un escenario Ganar-Ganar, pues ofrece mayores ganancias para el Estado y Operador.

En México está dejándose ir la oportunidad de sacar verdadero provecho de nuestros campos, maduros o no, pues no se implementa Recuperación Mejorada. El hidrocarburo que podría generar valor para el país se abandona en el yacimiento.

La Reforma Energética y el esquema actual, permiten al Estado moldear la política fiscal de forma que a futuro varias áreas de oportunidad sean abordadas. Se tiene la oportunidad de modificar parámetros simples, como los propuestos en este trabajo y generar un escenario atractivo para los Operadores y esto a



su vez impactar de manera positiva no sólo en los ingresos del Estado, sino en el mejor aprovechamiento y eficiencia de los recursos en nuestro país para nuestra seguridad energética.

El estímulo propuesto en el proyecto es pequeño y sencillo. La modificación del límite superior del valor de la MRO en el mecanismo de ajuste y en la Eficiencia de la Inversión para el caso analizado no son alentadores. Por otro lado, para el Valor Presente Neto si lo son. De igual forma se presenta que pueden existir combinaciones para que ambos indicadores resulten alentadores. Mostrar en el trabajo no tiene como propósito determinar la combinación de ajustes ideales para generar el mejor incentivo, sino mostrar que buscando y planteando para diversos panoramas pueden encontrarse mejoras que alienten la inversión para Recuperación Mejorada.

Se plantea la posibilidad de mejorar los esquemas fiscales actuales para incrementar el valor de los hidrocarburos nacionalmente. Los resultados se muestran con un enfoque sencillo y práctico y no se deja de lado que pueden explorarse otras alternativas para incentivar.

Es de suma importancia comenzar a considerar cambios de esta índole en el país para asegurar el mejor aprovechamiento de nuestros recursos tanto los que van a comenzar a explotarse como los que ya se han explotado y aún les queda que ofreceremos.

## Conclusiones y Recomendaciones Generales

Gracias a la experiencia como Pasante en Schlumberger, he podido crecer en varios aspectos que no necesariamente se desarrollan en los cursos de la carrera. La forma en que los proyectos realmente se llevan a cabo y se resuelven problemas tiene variaciones comparado a lo que se ve en la escuela.

El proyecto que presento en el informe y los demás proyectos en los que tuve oportunidad de participar me enriquecieron en conocimientos dándome un panorama integral de la industria, así como en diversos aspectos como “soft skills” de los cuáles no había notado su relevancia.

Estar involucrada en proyectos no solo me permite reforzar mis conocimientos técnicos adquiridos en la carrera, sino que amplía mi visión sobre la industria y me da la oportunidad de participar en un análisis que pone sobre la mesa una propuesta para promover beneficio al país y se espera pueda ser considerada por las instituciones pertinentes.

## Bibliografía

- Abreu, T. J., Muñoz, F., Silva, J. R., & Loreto, E. (s.f.). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. Ciudad Universitaria, Ciudad de México: Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.
- Alvarado, K., Cruces, L., & Menendez, C. (2017). EOR Feasibility for Mexico's Mature Fields. *SPE Latin American and Caribbean Mature Fields Symposium* (págs. 1-14). Salvador, Bahia, Brazil: Society of Petroleum Engineers.
- Bashbush, J. L., Ramírez, C. A., Núñez, F., & Espínola, O. (2018). Incremento de los Ingresos Petroleros en México a través de la Recuperación Mejorada. *Congreso Mexicano del Petróleo* (págs. 1-24). Acapulco, México: Congreso Mexicano del Petróleo.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Bóveda Digital de Contratos de la CNH*. Obtenido de Gobierno Federal CNH: [www.gob.mx/cnh/articulos/boveda-digital](http://www.gob.mx/cnh/articulos/boveda-digital)
- Ejecutivo Federal. (2016). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Obtenido de Gobierno Federal, Cámara de Diputados: [www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH\\_060117.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_060117.pdf)
- Jones, J. (2007). Thermal Recovery by Steam Injection. En L. W. Lake, *Petroleum Engineering Handbook V. Reservoir Engineering and Petrophysics* (págs. 1309-1365). Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
- Núñez, F., Ramírez, C. A., Bashbush, J. L., & Espínola, O. (2018). Adapting Fiscal Regimes to Entice Operators to Implement EOR Schemes. *SPE Trinidad y Tobago Section 2018 Energy Resources Conference* (págs. 1-15). Puerto España, Trinidad y Tobago: Society of Petroleum Engineers.
- Oddone, D. (2 de Marzo de 2018). How Brazil is creating the conditions for the rebirth of the oil and gas industry. (J. Montenegro, Entrevistador)
- Tveit, E. (2014). Experience from Field Life Extension. *Offshore Technology Conference* (págs. 1-8). Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

## Simbología

bl	Barril de Petróleo
cp	Centipoise
API	American Petroleum Institute
mD	Milidarcy
scf	Pies Cúbicos Estándar
N	Volúmen Original
Np	Producción Acumulada
stbl	Barriles de Petróleo en Superficie
USD	Dólares Americanos
M	Miles
MM	Millones
CAPEX	Capital Expenditure, Inversiones
OPEX	Operative Expenditure, Costos Operativos