



Universidad Nacional Autónoma de México
Programa de maestría y doctorado en ingeniería
Ingeniería en exploración y explotación en recursos naturales – Yacimientos

**Importancia de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos y
su impacto en las contraprestaciones para el Estado**

Tesis para optar por el grado de:
Maestría en exploración y explotación de recursos naturales

Presenta:
Aliskair Alberto Anguiano Alvarado

Director de Tesis
Dr. Néstor Martínez Romero Programa de maestría y
doctorado en ingeniería

Ciudad Universitaria, Cd. Mx.
Agosto de 2017



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 está 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.



Contenido

Lista de figuras.....	v
Lista de tablas.....	vii
Resumen.....	viii
Introducción.....	x
1. Antecedentes.....	1
1.1. Recuperación primaria, secundaria y terciaria.....	2
1.2. Producción de petróleo en todo el mundo mediante procesos EOR.....	4
1.3. Estado actual de los procesos EOR.....	5
1.4. Avances y mejores prácticas en los procesos EOR.....	10
1.5. Criterios de selección para la aplicación de un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos.....	12
1.6. Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	17
1.6.1. Clasificación de los regímenes fiscales.....	21
1.6.2. Contrato de producción compartida (CPC).....	23
1.6.3. Contrato de riesgo o de utilidad compartida (CR).....	24
1.6.4. Contrato de servicios (CS).....	25
1.6.5. Pros y contras de los contratos de exploración y extracción.....	26
1.6.6. Progresividad.....	27
1.6.7. Recomendaciones.....	29
1.7. Contrato petrolero.....	29
1.7.1. Regalía.....	30
1.7.2. Métodos de cálculo del factor R.....	31
1.7.2.1. Azerbaijón.....	31
1.7.2.2. India.....	32
1.7.2.3. Irlanda.....	33
1.7.2.4. Libia.....	34
1.7.2.5. Nigeria.....	35
1.7.2.6. Perú.....	36
1.7.2.7. Tailandia.....	37
1.7.2.8. Aspectos combinados o alícuota adicional.....	38
1.8. Centro nacional para la recuperación adicional de hidrocarburos a nivel mundial..	39

1.8.1.	Arabia Saudita.....	39
1.8.1.1.	Aspectos generales.....	39
1.8.1.2.	Objetivo	40
1.8.1.3.	Centro de investigación y desarrollo	41
1.8.2.	China	42
1.8.2.1.	Aspectos generales.....	42
1.8.2.2.	Laboratorios de investigación.....	43
1.8.2.3.	Intereses principales	43
1.8.3.	Damasco.....	44
1.8.3.1.	Aspectos generales.....	44
1.8.3.2.	Centro de estudios de Damasco.....	46
1.8.3.3.	Inicio del estudio	49
1.8.3.4.	Conclusión del estudio.....	49
1.8.3.5.	Metodología del estudio	50
1.8.3.6.	Gestión de estudios.....	53
1.8.3.7.	Propuesta de actividades y programación	55
1.8.3.8.	Control de calidad.....	57
1.8.3.9.	Resultados del estudio	58
1.8.4.	Malasia	59
1.8.4.1.	Aspectos generales.....	59
1.8.4.2.	Objetivo fundamental	60
1.8.4.3.	Instalaciones y equipos de laboratorio.....	60
1.8.4.4.	Áreas de enfoque	61
1.8.5.	Noruega	61
1.8.1.	Rusia.....	62
1.9.	Lineamientos para la aplicación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en el mundo	67
1.9.1.	Canadá.....	69
1.9.1.1.	Reglamento para la conservación del petróleo y el gas.....	69
1.9.1.2.	Reglamento de la Corona para el pago de regalías por extracción de petróleo y gas.....	71
1.9.2.	Colombia.....	72
1.9.3.	E.E.U.U	74
1.9.4.	Noruega	76

2.	Estado actual de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en México	77
2.1.	Introducción	77
2.2.	Importancia de la recuperación adicional de hidrocarburos en los campos maduros de México	82
2.3.	Proyectos de Recuperación Secundaria realizados en México	86
2.4.	Proyectos de recuperación mejorada realizados en México	88
2.5.	Problemática actual en la aplicación de los procesos de recuperación adicional	89
2.6.	Retos y oportunidades para la masificación de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos	91
3.	Mecanismos de ajuste de las regalías adicionales en México	94
3.1.	Antecedentes	94
3.2.	Ley de hidrocarburos (LH)	95
3.3.	Ley de Ingresos sobre hidrocarburos (LISH)	96
3.3.1.	Disposiciones generales	96
3.3.2.	Contraprestaciones de los contratos	99
3.3.2.1.	Contraprestaciones en los contratos de Licencia	99
3.3.2.2.	Contraprestaciones en los contratos de utilidad y de producción compartida	101
3.3.2.3.	Contraprestaciones en los contratos de servicios	104
3.3.2.4.	Contraprestaciones derivadas de los ingresos de asignaciones	104
3.4.	Ley de Petróleos Mexicanos (LPM)	106
3.5.	La LISH y el régimen fiscal de los contratos	106
3.5.1.	Premisas de la LISH para los contratos	107
3.5.1.1.	De las contraprestaciones	107
3.5.1.2.	Variable de adjudicación siempre económica	107
3.6.	Diferencias entre los modelos fiscales en México	108
3.7.	Licitaciones petroleras en México	109
3.7.1.	Contrato de producción compartida	110
3.7.1.1.	Definición	110
3.7.1.2.	Contraprestación del estado	111
3.7.1.3.	Contraprestación del contratista	111
3.7.1.4.	Límite de costos recuperables	111
3.7.1.5.	Cálculo de las contraprestaciones	112

3.7.1.6.	Procedimientos para determinar las contraprestaciones del estado.....	112
3.7.2.	Contrato de licencia.....	118
3.7.2.1.	Definición	118
3.7.2.2.	Contraprestación del estado.....	119
3.7.2.3.	Contraprestación del contratista.....	119
3.7.2.4.	Cálculo de las contraprestaciones	119
3.7.2.5.	Procedimientos para determinar las contraprestaciones del estado.....	120
3.7.3.	Áreas licitadas.....	124
3.7.3.1.	Resultados ronda 1	124
3.7.3.2.	Características ronda 2.....	130
3.8.	Modificación a los mecanismos de ajuste	134
3.8.1.	Escalas móviles	134
3.8.2.	Tipos de escalas móviles	135
3.8.2.1.	Basada en producción	136
3.8.2.2.	Basada en la productividad del pozo.....	137
3.8.2.3.	Basada en la producción acumulativa.....	137
3.8.2.4.	Basada en un factor R	138
3.8.2.5.	Basada en la gravedad específica del crudo	138
3.8.2.6.	Basada en el paso del tiempo	138
3.8.2.7.	Basada en la producción por pozo y el precio	139
3.8.2.8.	Basada en producción acumulativa y geografía.....	139
3.8.3.	Modificación de los mecanismos de ajuste para México	140
4.	Iniciativa para el centro nacional de recuperación adicional de hidrocarburos en México	144
4.1.	Planteamiento	144
4.2.	Justificación	146
4.3.	Identificación de retos.....	148
5.	Lineamientos para la aplicación de los procesos recuperación adicional de hidrocarburos en México	157
5.1.	Introducción	157
5.2.	Objetivo de los lineamientos	158
5.3.	Alcances de los lineamientos	161
5.4.	Elementos específicos a regular	162
5.5.	Estrategia general de regulación	162

5.6. Características de la regulación	163
6. Caso práctico en México	164
6.1. Campo Akal	164
6.1.1. Evaluación económica como asignación petrolera	166
6.1.1.1. Premisas y evaluación económica.....	169
6.1.2. Migración a contrato de licencia.....	173
6.1.2.1. Premisas y evaluación económica.....	175
6.1.3. Migración a contrato de producción compartida.....	176
6.1.3.1. Premisas y evaluación económica.....	178
6.1.4. Comparativa de modelos	180
6.2. Evaluación del campo Akal con proyecto de recuperación mejorada.....	182
6.2.1. Antecedentes	182
6.2.2. Premisas para la evaluación económica	184
6.2.3. Evaluación económica.....	187
6.2.3.1. Evaluación económica como asignación petrolera	187
6.2.3.2. Evaluación económica como Licencia	189
6.2.3.3. Evaluación económica como Utilidad Compartida.....	190
6.2.4. Comparativa de modelos	192
6.3. Evaluación económica con el mecanismo de ajuste modificado	194
Comentarios generales	195
Referencias	197

Lista de figuras

Figura 1.1 Definición de recuperación adicional de hidrocarburos.....	3
Figura 1.2 Volumen de hidrocarburos producidos por método de producción aplicado	4
Figura 1.3 Relación entre el costo de producción y la disponibilidad de los recursos	6
Figura 1.4 Correlación entre el número de proyectos de EOR y el precio del petróleo	8
Figura 1.5 Desarrollo de tecnología EOR vs nivel de madurez	9
Figura 1.6 Criterios de selección de un proceso de Recuperación adicional de hidrocarburos	14
Figura 1.7 Contratos de Exploración y Producción.....	20
Figura 1.8 Clasificación de los regímenes fiscales	22
Figura 1.9 Progresividad	28
Figura 1.10 Mecanismos para el pago de regalías y contraprestaciones	30
Figura 1.11 Interfaz entre los equipos de campo y los equipos de estudio	48
Figura 1.12 Resultados del estudio, oportunidades tempranas.....	56
Figura 2.1 Estado actual de los yacimientos en México	79
Figura 2.2 Distribución de FR total de aceite de los proyectos de recuperación adicional implementados.....	81
Figura 2.3 Etapas típicas en la explotación de un yacimiento	83
Figura 2.4 Eventos relevantes en la explotación de petróleo en México	84
Figura 2.5 Factores de recuperación actual en México	90
Figura 2.6 Campos Prioritarios para la aplicación de un proceso de recuperación adicional	93
Figura 3.1 Reforma energética en México	95
Figura 3.2 Contraprestaciones en los contratos de Licencia.....	101
Figura 3.3 Contraprestaciones en los contratos de producción compartida.....	103
Figura 3.4 Modelo fiscal de asignaciones en México	105
Figura 3.5 Variación del mecanismo de ajuste en el modelo de asignación por factor de recuperación.....	142
Figura 3.6 Variación del mecanismo de ajuste en el modelo de licencia y producción compartida por factor de recuperación	143
Figura 5.1 Objetivo de los lineamientos para la recuperación adicional de hidrocarburos en México	160
Figura 6.1 Ubicación del campo Akal.....	165

Figura 6.2 Pronóstico de producción de aceite	168
Figura 6.3 Pronóstico de producción de gas.....	168
Figura 6.4 Variación de la utilidad operativa en los modelos fiscales.....	181
Figura 6.5 Pronóstico de producción de aceite con RM.....	186
Figura 6.6 Pronóstico de producción de gas con RM.....	186
Figura 6.7 Variación de la tasa de utilidad operativa en el proyecto Akal con RS + RM..	194

Lista de tablas

Tabla 1.1 Contratos de exploración y extracción aplicados en el mundo	21
Tabla 1.2 Escala aplicable para las regalías de Azerbaijón	32
Tabla 1.3 Escala aplicable para las regalías de India	33
Tabla 1.4 Escala aplicable para las regalías de Irlanda	34
Tabla 1.5 Escala aplicable para las regalías de Libia.....	34
Tabla 1.6 Escala aplicable para las regalías de Nigeria	35
Tabla 1.7 Escala aplicable para las regalías de Perú.....	36
Tabla 1.8 Escala aplicable para las regalías de Tailandia.....	37
Tabla 1.9 Proceso de estudio y entregables.....	52
Tabla 2.1 Estado actual de reservas de PEMEX y México	78
Tabla 2.2 Experiencia en Procesos de Recuperación adicional en México.....	80
Tabla 2.3 Relación de proyectos de recuperación secundaria	86
Tabla 2.4 Relación de proyectos de recuperación secundaria mediante la técnica de doble desplazamiento.....	88
Tabla 2.5 Relación de proyectos de Recuperación Mejorada.....	89
Tabla 3.1 Diferencias en los modelos fiscales en México	109
Tabla 3.2 Cálculo del factor de ajuste	123
Tabla 3.3 Resultados de la licitación L01 – Aguas someras para exploración	125
Tabla 3.4 Resultados de la licitación L02 – Aguas someras para extracción.....	127
Tabla 3.5 Resultados de la licitación L03 – Campos terrestres para extracción.....	128
Tabla 3.6 Resultados de la licitación L04 – Aguas profundas + Trión.....	130
Tabla 3.7 Variables de adjudicación.....	133
Tabla 4.1 Identificación de retos en la industria petrolera mexicana	148
Tabla 5.1 Elementos técnicos y procedimientos a regular	162
Tabla 6.1 Inversiones operacional y estratégica	167
Tabla 6.2 Pronóstico de producción de aceite y gas	167
Tabla 6.3 Evaluación económica antes de impuestos	170
Tabla 6.4 Evaluación económica después de impuestos	172
Tabla 6.5 Indicadores económicos antes y después de impuestos	172
Tabla 6.6 Evaluación económica después de impuestos con TUC del 30 [%]	175
Tabla 6.7 Indicadores económicos antes y después de impuestos con TUC 30 [%].....	176
Tabla 6.8 Evaluación económica después de impuestos con [%] de UO del 30 [%]	179

Tabla 6.9 Indicadores económicos antes y después de impuestos con UO 30 [%].....	179
Tabla 6.10 Comparativa de indicadores económicos entre modelos fiscales	180
Tabla 6.11 Pronósticos de producción, inversiones y gastos de operación para un proyecto de RM en Akal	185
Tabla 6.12 Evaluación económica con un modelo de asignación y un proyecto de RM..	187
Tabla 6.13 Indicadores económicos con un modelo de asignación y un proyecto de RM.....	188
Tabla 6.14 Evaluación económica con un modelo licencia, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM.....	189
Tabla 6.15 Indicadores económicos con un modelo licencia, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM.....	190
Tabla 6.16 Evaluación económica con un modelo utilidad compartida, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM	190
Tabla 6.17 Indicadores económicos con un modelo utilidad compartida, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM	191
Tabla 6.18 Comparativa de modelos fiscales con RS contra RS + RM	192

Resumen

Por más de cien años, México se ha beneficiado de los yacimientos petroleros de su territorio, los cuales se han convertido prácticamente en el sostén económico del país. La industria petrolera es una de las fuentes de energía más importante a nivel nacional e internacional que juega un rol esencial en la economía, la sociedad y las relaciones internacionales. El petróleo es uno de los recursos económicos más importantes de México, con más de 12 mil 350 millones de barriles de reservas probadas de recurso (cifra al 1° de enero de 2016), lo que convierte al país en uno de los de mayor cantidad de crudo en el mundo.

En los últimos años, se ha registrado una caída muy importante no solo del precio del petróleo a nivel mundial y local sino de la producción de los principales campos del país (como el de los complejos de producción Cantarell y Ku Maloob Zaab; por mencionar algunos). Esta situación ha afectado a la industria mexicana, que se encuentra hoy enfrentando una crisis donde el factor económico y el social juegan un papel esencial.

Ante la fuerte declinación que enfrentan los campos petroleros de México, la aplicación de técnicas de recuperación adicional de hidrocarburos (en la cual se engloba los procesos de recuperación secundaria, mejorada y/o terciaria) se hace más evidente; en el contexto internacional, la recuperación adicional se aplica con sustento técnico desde los años 60, habiendo adquirido impulso con el alza en los precios del petróleo en la década pasada. En PEMEX Exploración y Producción los esfuerzos iniciaron formalmente en 2010, aunque hubo proyectos aislados previamente.

Si bien es cierto que con la aplicación de algún método de recuperación adicional se puede incrementar el Factor de Recuperación (FR) entre un 7 y un 25 [%] del volumen original de hidrocarburos; la aplicación de los mismos tiende a ser un

proceso costoso, que, en muchos de los casos, resulta en la cancelación de los proyectos.

Sin embargo, este tipo de proyectos proporciona a las operadoras una gestión sustentable, logrando con ello incrementar sus dividendos, para que esta situación se efectúe es necesario una interacción dinámica entre las políticas sociales y económicas que por lo general implica un proceso de toma de decisiones en condiciones de incertidumbre.

Actualmente, el Factor R, porcentaje base desde el cual el operador petrolero puede identificar las ganancias generadas del contrato y el Estado lo utiliza como un factor de ajuste en el pago de regalías juega un papel clave en América Latina y el Caribe, así como en la viabilidad de los proyectos de recuperación adicional en los campos maduros; por lo tanto, la evolución y el dinamismo de este factor depende de la aplicación óptima de las características regionales y el grado de agotamiento de los yacimientos, los cuales definirán las condiciones de los contratos de futuros.

Por lo anterior se propone un nuevo Factor R, el cual considera el costo de extracción, el contenido nacional y el recurso humano entre otros factores, esta nueva distribución permitirá obtener una compensación ideal, a raíz de un análisis que puede compartir el riesgo de la inversión; así como la ganancia esperada por el Estado, haciendo factibles los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos.

Así mismo se bosqueja una iniciativa para un centro de recuperación adicional de hidrocarburos a nivel nacional y los lineamientos a seguir como mejores prácticas para el análisis, desarrollo, implementación y seguimiento en la aplicación de algún método de recuperación adicional de hidrocarburos.

Introducción

Alrededor de un 70 [%] del petróleo producido en la actualidad proviene de campos con más de 30 años de longevidad, el agotamiento de los yacimientos en tierra y aguas someras, ha provocado que con objeto de restituir las reservas de hidrocarburos, las actividades de exploración y extracción se amplíen a distancias más lejanas de la costa, profundidades mayores (aguas profundas y ultraprofundas), en ambientes geológicos más extremos y complejos (alta presión y alta temperatura) y yacimientos con características petrofísicas y fluidos no convencionales (gas shale, oil shale y aceites extra pesados) y aunque en México ya se tienen los primeros descubrimientos en aguas profundas, aun no se tiene producción en superficie para hacer rentable estos yacimientos; es por ello que aun hoy en día el interés de la industria continua estando en los campos maduros.

Hasta ahora, PEMEX Exploración y Producción ha preferido el empleo de tecnologías probadas por los riesgos, costos e incertidumbre que implica el desarrollo de nuevas tecnologías. Algunos de los futuros desarrollos de Exploración y Producción, se encuentran en los límites o superan las fronteras alcanzadas por la industria petrolera internacional; por lo que ciertas tecnologías necesarias para la explotación de estos campos no han sido utilizadas en las condiciones que Exploración y Producción enfrenta, por lo que en el futuro debe ser una empresa que invierta, utilice y asimile nuevas tecnologías más intensivamente.

En la industria del petróleo, se considera que en términos generales 30 al 35 [%] del petróleo original en sitio será recuperable al final del período de producción (convencional); sin embargo, los avances en tecnología, como la recuperación mejorada de petróleo (EOR) hacen posible acceder a reservas adicionales muy importantes (NPC, 2007).

A pesar de los vastos recursos de hidrocarburos que México posee (23 [mmmpce] de reserva 2P, a enero 2016), la producción continúa declinando, al igual que las reservas. El desarrollo de campos maduros ha evolucionado gracias al perfeccionamiento de técnicas que permiten obtener recuperación adicional de hidrocarburos en yacimientos conocidos. A este conjunto de técnicas se les conoce como recuperación avanzada y recuperación mejorada o IOR - EOR, por sus siglas en inglés (*Improved Oil Recovery* y *Enhanced Oil Recovery*).

De lo anterior el objetivo de este trabajo es dar a conocer la importancia de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos, como base para el mantenimiento de producción, el incremento en el factor de recuperación y en la restitución de reservas apoyado y como medio para incrementar las contraprestaciones para el estado.

En el capítulo 1 se hace una descripción de como actualmente se encuentran los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en el mundo, su impacto en producción además de que se mencionan como actualmente se encuentran sometidos los operados petroleros (regímenes y contratos fiscales) para el pago de contraprestaciones para el estado y se hace hincapié en la importancia de los centros de recuperación adicional de hidrocarburos que existen en el mundo y en la necesidad de tener un documento rector para la aplicación de los mismos.

El capítulo 2 se enfoca en el pasado, presente y futuro de la aplicación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en México, mostrando la necesidad intrínseca de su aplicación, como medio para mantener e incrementar la producción de petrolero y el factor de recuperación.

El capítulo 3 ha sido diseñado para mostrar la forma en como México entrará a las grandes ligas de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, se hace énfasis en cómo operan los diversos tipos de contratos a los que México y Petróleos Mexicanos pueden celebrar y se introduce el término de

contraprestaciones para el Estado a través del Factor R y propone un nuevo Factor R, el cual considera el costo de extracción, el contenido nacional y el recurso humano entre otros factores.

En el capítulo 4 se realiza una propuesta para establecer un centro nacional de recuperación adicional de hidrocarburos en México, en donde se enfatiza la necesidad del mismo. De la mano con el capítulo 4; en el capítulo 5 se hace una propuesta teórica de los lineamientos para la ejecución de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos enfocándose no solo en la parte técnica – económica sino además en la parte ambiental.

En el capítulo 6 se evalúa bajo diferentes escenarios (migración de tipo de contrato) y tomando en cuenta el factor R propuesto y obtenido en el capítulo 3, el proyecto de inyección de N₂ en el campo Akal, para finalizar con comentarios generales y mostrar los resultados obtenidos.

1. Antecedentes

La recuperación mejorada de hidrocarburos (*Enhanced Oil Recovery, EOR, por sus siglas en inglés*) está en el potencial de aplicación de los yacimientos de petróleo y gas de todo el mundo.

El factor de recuperación promedio mundial de los yacimientos de hidrocarburos se puede aumentar más allá de los límites actuales, lo cual aliviará una serie de cuestiones relacionadas con el suministro de energía global. Actualmente la producción diaria de petróleo proviene de yacimientos de petróleo maduros mientras que la restitución de reservas no está a la par con la creciente demanda de energía. El factor de recuperación promedio mundial de los yacimientos de hidrocarburos se ha quedado estancado en el rango medio de 30 [%]. Este reto se convierte en una oportunidad para que las tecnologías avanzadas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) puedan mitigar el equilibrio entre oferta y demanda.

En este capítulo se presenta un panorama general de las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo enfocándose en los desafíos y oportunidades actuales. La implementación de EOR está íntimamente relacionada con el precio del petróleo y la economía en general. EOR requiere muchos recursos financieros, debido principalmente a los altos costos del fluido a inyectar independientemente de cual sea; tópico el cual es abarcado también en este capítulo.

La oportunidad de aplicar un proceso de EOR se debe de analizar desde el inicio de explotación de un campo; el llevar a cabo un proceso de EOR así como lograr dilucidar el potencial del mismo sólo puede lograrse a través de compromisos a largo plazo, tanto en capital como en recursos humanos, una visión que se enfoque hacia la recuperación final de petróleo en vez de la recuperación de petróleo inmediata, la investigación y el desarrollo (mediante centros de investigación enfocados en este rubro), y la voluntad de tomar riesgos.

Para entender mejor el potencial y alcance de los proyectos EOR es necesario conocer cómo se encuentran dichos proyectos alrededor del mundo y en México. El panorama mundial y nacional es en realidad muy atractivo tanto para las empresas operadoras como para las de servicios; la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías para optimizar la recuperación final de aceite son los nuevos retos de la industria lo que da lugar a nuevas oportunidades de crecimiento técnico y económico, así como la probable incorporación de reservas con la implementación de nueva tecnología y mejores prácticas.

Las reservas de petróleo son un indicador de gran importancia para el mercado de petróleo crudo, estas son uno de los pilares de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras y, por ende, de los países productores. Geográficamente las reservas de crudo se encuentran concentradas en algunas regiones específicas. El volumen de éstas es cambiante, ya que depende de los descubrimientos derivados de la actividad exploratoria, reclasificación de reservas, avances tecnológicos y ritmo de producción.

La evolución de estos volúmenes incide directamente sobre la seguridad energética y geopolítica de los países. Cabe mencionar que el precio del petróleo juega un papel importante en la determinación de las reservas, ya que éste puede favorecer la viabilidad del desarrollo de proyectos de explotación e incluso es un determinante para reclasificar el tipo de reservas.

1.1. Recuperación primaria, secundaria y terciaria

Hay mucha confusión en torno al uso los términos EOR e IOR (*Improved Oil Recovery*, por sus siglas en inglés) la Society of Petroleum Engineers (SPE), (Stosur, 2003) los define como: la recuperación primaria y secundaria (recuperación convencional) se enfoca a aceite móvil en el yacimiento (IOR) y la recuperación terciaria o EOR se dirige a aceite inmóvil (el aceite que no se puede producir debido

a la capilaridad y las fuerzas viscosas), las características principales se muestran en la **Figura 1.1**.

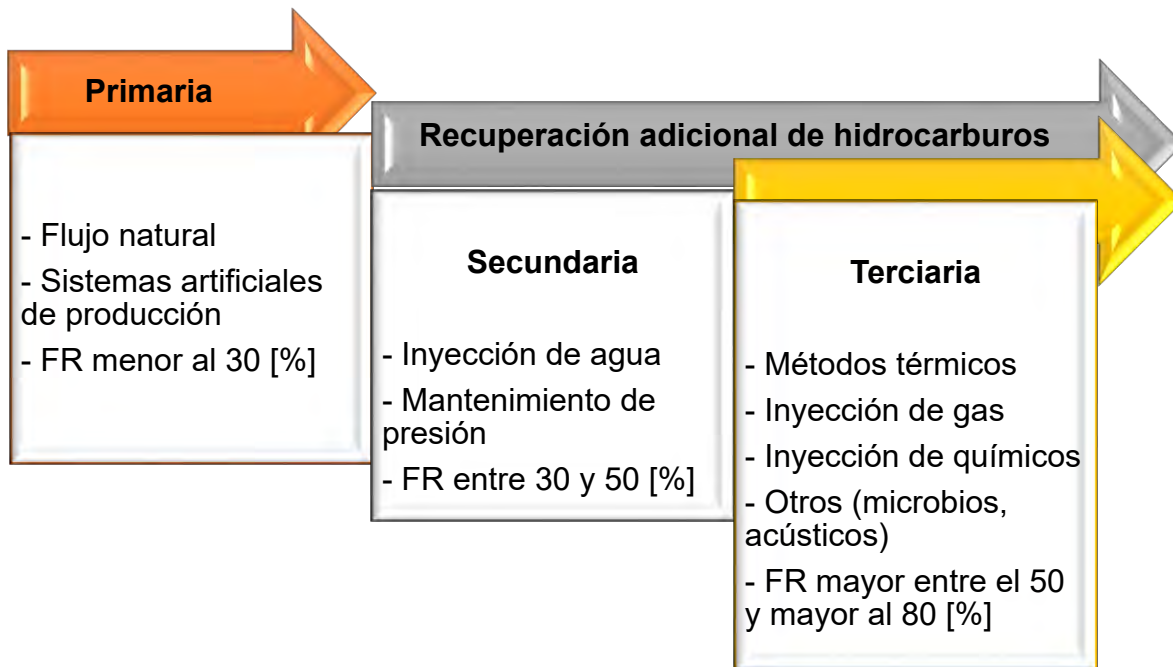


Figura 1.1 Definición de recuperación adicional de hidrocarburos

Stosur, 2003

Tanto la recuperación primaria, como la secundaria y la terciaria siguen una progresión natural de la producción de petróleo desde el principio hasta un punto en que ya no es económico producir hidrocarburos. Los procesos EOR intentan recuperar el aceite más allá de los métodos secundarios, o lo que queda. La recuperación, especialmente EOR, está estrechamente relacionada con el precio del petróleo y la economía en general. En promedio, el factor de recuperación en todo el mundo a partir de métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria) es aproximadamente un tercio de lo que era el volumen original presente en cada yacimiento.

Esto implica que el objetivo para EOR es sustancial (es decir 2/3 de la base de esos recursos). Mejorar el factor de recuperación se puede lograr mediante la implementación de tecnologías avanzadas IOR y tecnologías de EOR.

1.2. Producción de petróleo en todo el mundo mediante procesos EOR

La producción total de petróleo del mundo mediante procesos de EOR se ha mantenido relativamente en un nivel constante en los últimos años, prácticamente contribuye con unos 3 millones de barriles de petróleo por día (**Figura 1.2**), en comparación con ~ 85 millones de barriles de producción diaria por recuperación primaria, o alrededor del 3.5 por ciento de la producción diaria.

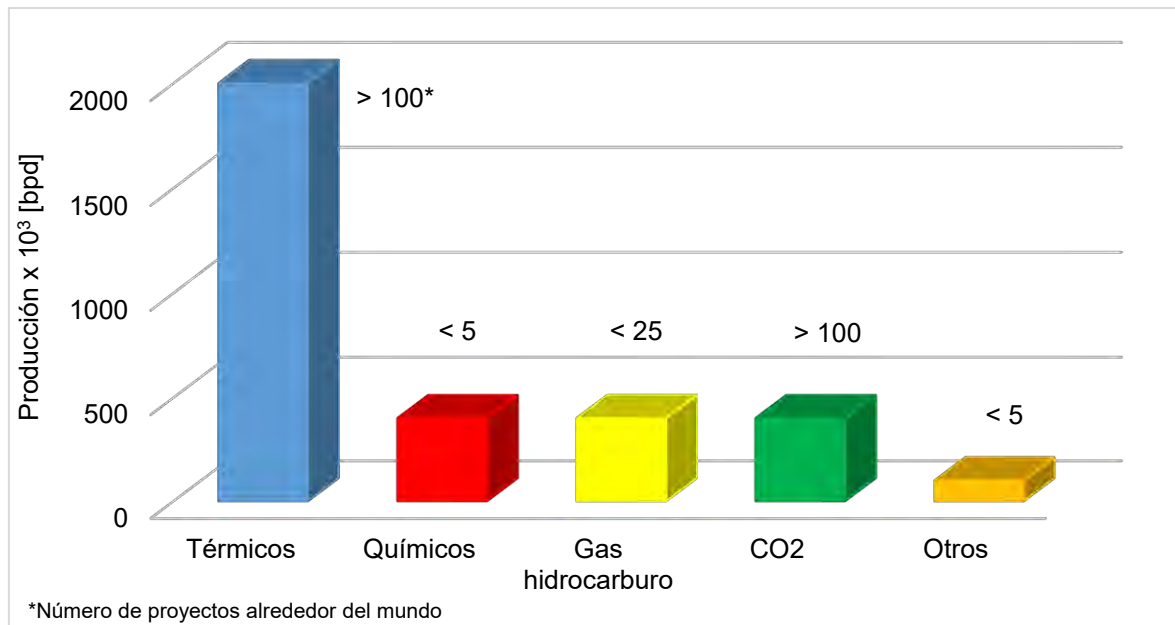


Figura 1.2 Volumen de hidrocarburos producidos por método de producción aplicado

Mortis, 2010

La mayor parte de esta producción es de métodos térmicos que contribuyen aproximadamente con 2 millones de barriles de petróleo por día, esto incluye el

aceite pesado de Canadá (Alberta), California (Bakersfield), Venezuela, Indonesia, Omán, China y otros.

La aplicación del CO₂ como método de recuperación adicional, ha ido en aumento, últimamente contribuye con alrededor de un tercio de millón de barriles de petróleo por día, la mayoría de la cuenca del Pérmico en los EE.UU. y el campo Weyburn en Canadá.

La inyección de gas hidrocarburo contribuye con otro tercio de millón de barriles por día a partir de proyectos en Venezuela, los EE.UU. (en su mayoría de Alaska), Canadá y Libia. La inyección de gas de hidrocarburo se lleva a cabo principalmente porque el gas no se puede comercializar rentablemente y/o por las restricciones gubernamentales que prohíben ventear el gas o quemarlo.

La producción mediante procesos químicos es prácticamente de China con la producción total mundial de otro tercio de un millón de barriles por día. Otros métodos más esotéricos, como el uso de microbios sólo han sido probados en pruebas piloto de campo y sin cantidades significativas en producción a escala comercial.

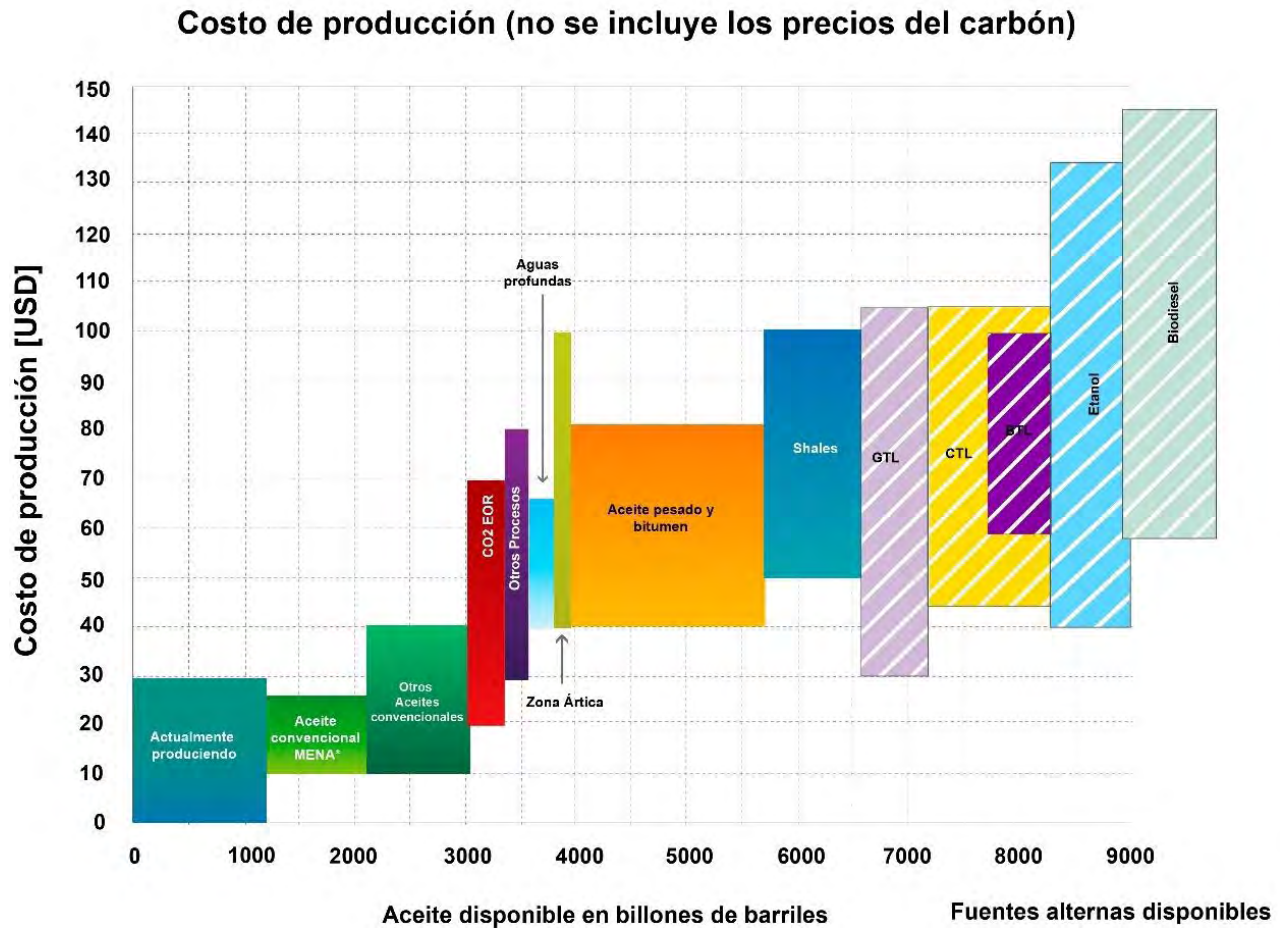
Estos números fueron tomados de la literatura SPE (Moritis, G., 2010) y probablemente son un poco conservadores debido a que algunos de los proyectos no son reportados, especialmente los nuevos. Una mejor estimación de la producción total de EOR será de aproximadamente 10 - 20 por ciento superior a la cifra de 3 millones por día antes citado.

1.3. Estado actual de los procesos EOR

La media global o el factor de recuperación total de los yacimientos de petróleo es alrededor de un tercio. Esto se considera bajo y deja una cantidad sustancial de

reserva remanente de petróleo en el yacimiento. Un esfuerzo mundial ha estado en marcha durante algún tiempo para incrementar este factor y una de las razones de su fracaso es la relación entre el precio del petróleo y la disponibilidad de recursos.

La **Figura 1.3**, de la Agencia Internacional de la Energía, muestra la conexión entre el costo de producción, los recursos de petróleo.



*Figura 1.3 Relación entre el costo de producción y la disponibilidad de los recursos
 Agencia internacional de energía, *MENA: Middle East and North Africa Region*

De la Figura 1.3 se observa que hay un incremento significativo en la producción de petróleo con métodos de recuperación adicional respecto a los métodos convencionales (sistemas artificiales de producción, expansión roca – fluido, etcétera) sin embargo, si se compara el costo de producción mediante los métodos

de recuperación adicional con el costo de producción de las fuentes alternas de energía como el etanol, hacen de estos una fuente realmente rentable.

Resulta más que evidente que el fluido más barato a inyectar por excelencia es el agua, por lo que mientras las empresas puedan producir petróleo mediante la inyección de agua, van a seguir haciéndolo.

Aproximadamente 2 billones de barriles de petróleo se pueden producir con un precio del petróleo por debajo de US \$ 40 por barril. Muchas de las tecnologías de EOR pueden ser aplicables cuando el precio del petróleo está entre US \$ 20 y 80 por barril. A principios de la década de 1980 hubo un enorme interés generado en EOR debido al incremento del precio del petróleo, el número de proyectos de EOR alcanzó su punto máximo en 1986.

Los intereses por la aplicación de este tipo de proyectos se pagaron en la década de 1990 y principios de 2000 por un colapso en el precio del petróleo. Un interés renovado y creciente se ha afianzado durante los últimos 5 años ya que el precio del petróleo ha aumentado de nuevo; aunque no a niveles de décadas pasadas.

La **Figura 1.4** muestra la relación entre los proyectos de recuperación mejorada y los precios del petróleo. Hay un desfase entre el precio y los proyectos que realmente son ejecutados.

En el último incremento en los precios, el interés era sobre todo en los EE.UU., pero actualmente el interés en los proyectos de recuperación mejorada de petróleo es global.

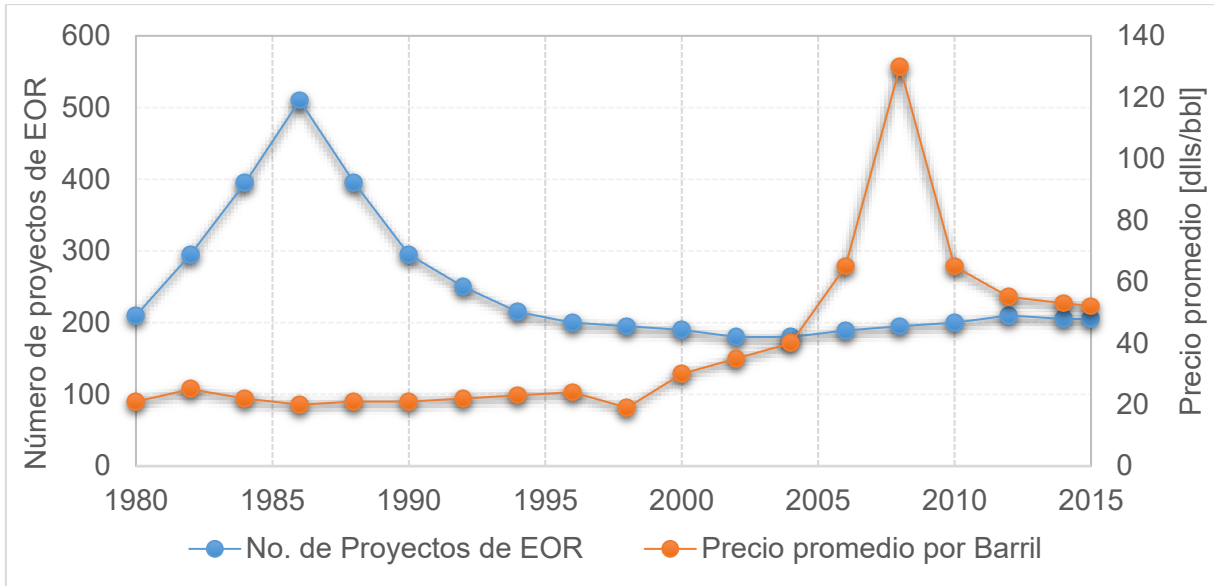


Figura 1.4 Correlación entre el número de proyectos de EOR y el precio del petróleo

Agencia Internacional de Energía

Además de la dependencia entre los proyectos de EOR y los precios del petróleo, los proyectos son generalmente complejos, la tecnología que requieren presentan una considerable inversión de capital y los riesgos financieros son altos.

Estos riesgos se agravan con las fluctuaciones en el precio del petróleo. Los costos unitarios de aceite por EOR son sustancialmente mayores que las del petróleo recuperado por métodos primarios o secundarios. Otro reto para los proyectos de EOR es el tiempo de espera (largo) requerido para la ejecución de este tipo de proyectos.

Por lo general, su ejecución puede tardar varias décadas, desde el inicio de la conceptualización (la generación de los datos de laboratorio y la realización de estudios de simulación numérica), implantación de la prueba piloto y, por último, la plena comercialización o ampliación del mismo.

Si bien ha habido cierto debate en la literatura de la aplicación o el despliegue de proyectos EOR en una etapa temprana de la vida de un yacimiento, esto es

generalmente difícil, y no necesariamente la mejor opción, debido a los riesgos involucrados y la falta de disponibilidad de datos, que puede ser fácilmente obtenidos durante la etapa secundaria de recuperación, en lo que si se concuerda es que se debe tener al menos un bosquejo o una visión integral de todo el proyecto.

Los dos métodos EOR a nivel mundial más populares son: recuperación térmica (inyección de vapor) y la inyección de gas miscible (**Figura 1.5**), que son consideradas tecnologías maduras.

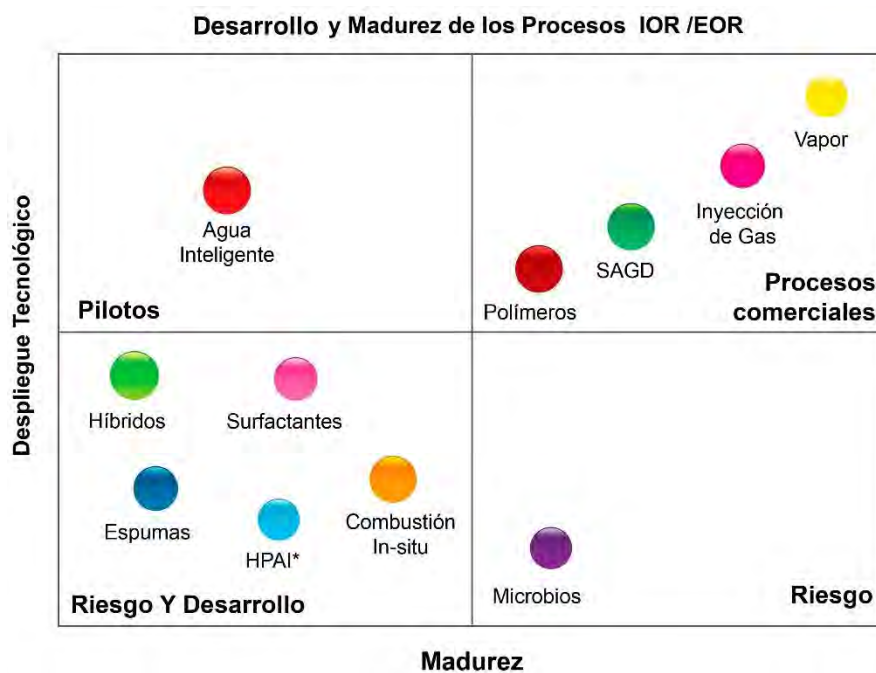


Figura 1.5 Desarrollo de tecnología EOR vs nivel de madurez
 Agencia internacional de energía, *HPAI: High Pressure Air Injection

De la Figura 1.5 se observa que el nivel de madurez y el despliegue tecnológico crece cuando los procesos IOR / EOR se encuentran en pruebas piloto y como procesos ya comerciales (llevados a nivel de campo) y decrecen cuando estos se encuentran en una fase de desarrollo o no han alcanzado esta etapa.

La inyección de productos químicos, de gases amargos, la combustión in situ (incluyendo la inyección de aire a alta presión, IAAP), así como las inundaciones químicas, aún se encuentran en una etapa de desarrollo de tecnología.

La inyección microbiana, inyecciones híbridas y otras tecnologías novedosas aún se encuentran en fase de investigación y desarrollo. Esto agrava y restringe la aplicación de proyectos EOR para un campo determinado.

Si los métodos de inyección de gas térmico y miscibles son aplicables a un yacimiento dado, entonces la decisión de seguir adelante es un poco más fácil. Si no es así, la decisión es más difícil, y depende de la disponibilidad de los fluidos de inyección, la economía y otros factores discutidos anteriormente y otros como el Factor R, el cual será discutido ampliamente en páginas siguientes.

1.4. Avances y mejores prácticas en los procesos EOR

Una buena opción para cualquier yacimiento es maximizar la recuperación en la etapa secundaria. Los avances en la tecnología y la aplicación de mejores en el manejo de los yacimientos permitirán la maximización de la recuperación de petróleo por inyección de agua antes de desplegar cualquier proceso de EOR.

Algunas compañías como Saudi Aramco se enfocan en la optimización de la recuperación de petróleo de sus yacimientos de manera prudente, a través de algunas prácticas (Saggaf, M., 2008) que incluyen: campos autónomos inteligentes, simulación gigacell, diagnósticos profundos (capacidad de ver el interior del yacimiento con claridad), y tecnologías avanzadas de control y vigilancia.

Estos son sólo una fracción de las tecnologías disponibles que pueden ayudar a incrementar la recuperación de petróleo y deben ser consideradas antes de la implementación de un proceso de EOR.

Otra opción a considerar antes de EOR es "la inyección de agua inteligente". Aquí, la idea es inyectar agua con una composición optimizada (en términos de la salinidad y la composición iónica) en el yacimiento en lugar de cualquier agua disponible que puede ser inyectada o previsto para ser inyectada.

La investigación reciente (Lager, A., 2007 y Strand, S., 2009) muestran que la salinidad y / o la composición iónica pueden desempeñar un papel importante en la recuperación de petróleo durante la inyección de agua y pueden producir hasta un 10 [%] o mayor recuperación de petróleo adicionales en comparación con la inyección de agua "no optimizada". Esta opción tiene varias ventajas en comparación con los procesos de EOR:

- Se puede lograr una recuperación de petróleo final más alta con una inversión mínima en las operaciones actuales (esto supone una infraestructura de inyección de agua ya en marcha). La ventaja radica en evitar una gran inversión de capital asociados con los métodos convencionales, tales como el gasto en nuevas infraestructuras y plantas necesarias para la inyección, nuevas instalaciones de inyección, el monitoreo de la producción y los pozos.
- Se puede aplicar durante el ciclo de vida temprana del yacimiento, a diferencia de EOR.
- La recuperación de petróleo es más rápida.

La inyección de agua inteligente es relativamente nueva y se encuentra en la etapa de desarrollo, sin embargo, la idea del agua para mejorar la recuperación de petróleo es muy atractiva.

Ha habido algunos ensayos de campo y pruebas pilotos, sobre todo en areniscas, y algunas en carbonatos. Es en este punto en donde el autor del presente trabajo resalta la necesidad de establecer un Centro Nacional de EOR muy similar al de Saudi Aramco (Centro de Investigación Avanzada EXPEC), el cual ha iniciado un

programa estratégico de investigación en esta área para explorar el potencial de incrementar la recuperación de petróleo mediante la regulación de las propiedades del agua inyectada del cual hablaremos más adelante.

1.5. Criterios de selección para la aplicación de un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos

Alrededor del mundo se han explotado campos petroleros por mucho tiempo, actualmente estos campos “geriátricos” son objeto de revisión y estudio, cuyo objetivo principal es evaluar las opciones disponibles las cuales permitan incrementar el factor de recuperación final.

Esta actividad involucra la evaluación de procesos que permitan recuperar un volumen de petróleo adicional, actualmente esta actividad está siendo incorporada en la cartera de oportunidades y en el plan de negocios de explotación de los yacimientos petroleros. Esta tarea permite tener un panorama más real sobre las inversiones necesarias para continuar con la operación de los campos petroleros.

Existe una expectativa general de aquellos procesos y técnicas que puedan conducir estos proyectos hacia una recuperación adicional de hidrocarburos. Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de que cualquier otra evaluación detallada sea llevada a cabo.

Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etcétera), los obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos) o bien desde un conocimiento de las características y de la física de cada uno de los procesos de recuperación mejorada.

Además, los criterios de selección permiten obtener una visión general de los procesos posibles a implementar en un determinado campo antes de seleccionar el más adecuado.

Algunos criterios de selección podrían resumirse mediante hechos bien conocidos por ingenieros petroleros, tales como que la recuperación de aceite remanente es más fácil para aceites ligeros en yacimientos con alta permeabilidad y una profundidad somera.

Desafortunadamente la naturaleza no ha sido en muchos casos benigna en la distribución de hidrocarburos, por lo que es necesario seleccionar el proceso de recuperación que mejor se adapte a las características del aceite y del yacimiento.

El panorama de la industria petrolera a nivel mundial permite observar la creciente demanda de hidrocarburos, a la par de una declinación exponencial en la producción.

Tomando como punto de partida el hecho de que una gran parte de los yacimientos a nivel mundial se encuentran en una etapa madura de explotación; sin lugar a dudas se puede aseverar que los procesos de recuperación mejorada juegan un papel preponderante en la explotación de hidrocarburos. Por lo tanto, el poder determinar los procesos que pueden llegar a ser implementados en dichos yacimientos cobra una importancia realmente relevante y significativa.

Tomando en cuenta lo antes mencionado y la creciente necesidad de implementar un proceso de recuperación mejorada en un gran número de yacimientos alrededor del mundo; la **Figura 1.6** algunos criterios para la selección de un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos algunos son basados en propiedades del yacimiento y otros son basados en estadísticas de procesos exitosos, entre otros.

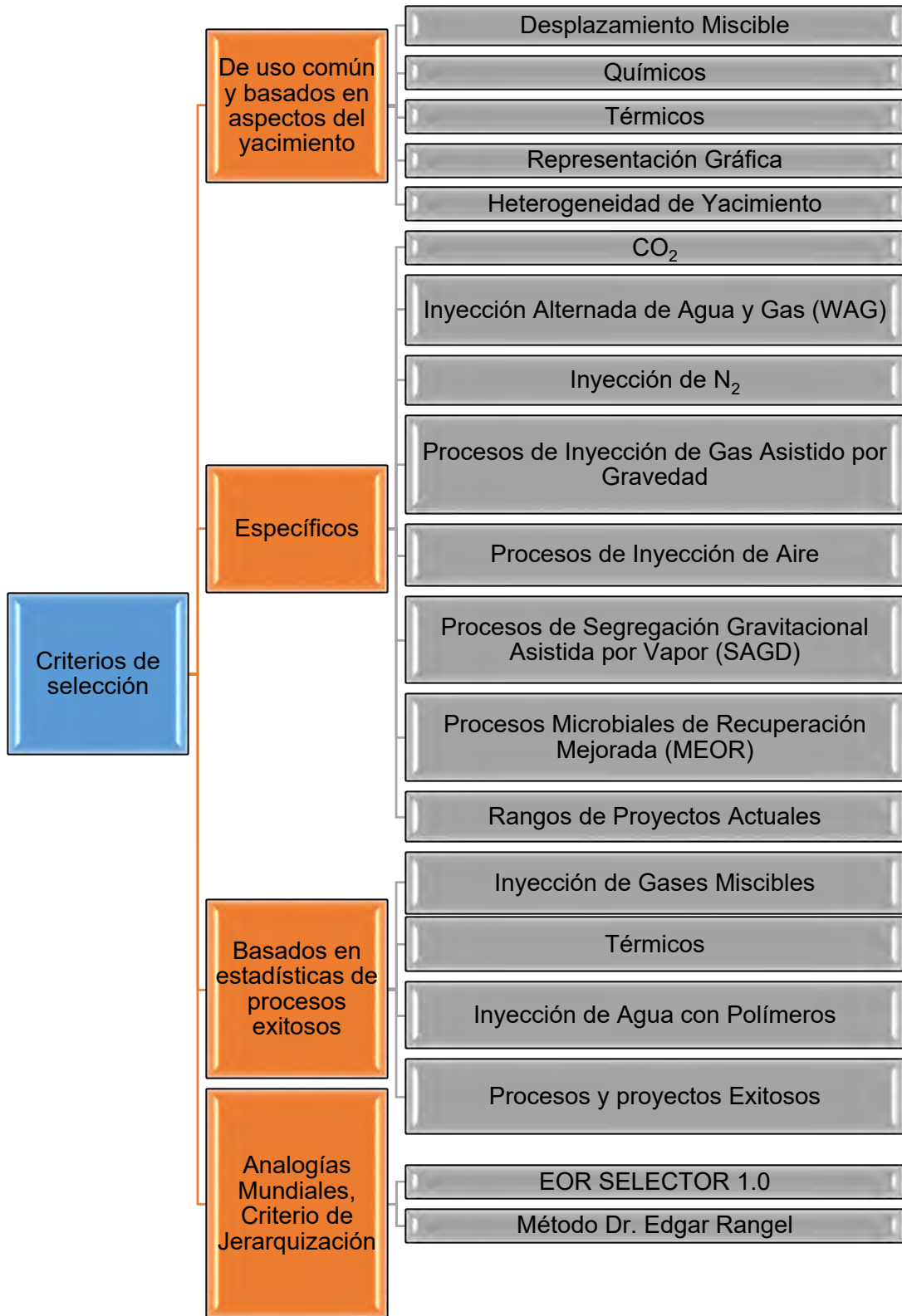


Figura 1.6 Criterios de selección de un proceso de Recuperación adicional de hidrocarburos

Modificada de Mata, 2010

De la Figura 1.6 los criterios de selección técnica para los procedimientos más comunes están dados en una forma tabular y gráfica de acuerdo a lo propuesto por Taber (1983). Mediante el uso de la técnica gráfica, es posible mostrar que existe una completa gama de métodos disponibles de recuperación mejorada para todo tipo de aceites, desde los más ligeros hasta los más pesados.

En la aplicación de los procesos de recuperación adicional (Taber 1983) se hace una clara distinción entre las propiedades del aceite y las características del yacimiento requeridas para la implantación de cada uno de ellos. Para algunos de estos procesos, la naturaleza del yacimiento jugará un papel dominante en el éxito o fracaso de los mismos. Muchos de estos fracasos en los procesos son el resultado de problemas inesperados o desconocidos en el yacimiento, por lo que un profundo estudio geológico es necesario.

La selección de un método de recuperación de aceite para su aplicación en un yacimiento en particular (Henson, 2002) depende de muchos factores, el lugar en donde se encuentra, el aceite remanente, las propiedades de los fluidos del yacimiento, las condiciones del yacimiento y las heterogeneidades de éste.

Muchas veces (Rivas, 1992), los procedimientos de selección consisten en una comparación automática de las propiedades de los yacimientos a ser estudiados con un conjunto de criterios de selección y sólo son considerados aquellos yacimientos que cumplen con todas las características establecidas en dichos criterios.

Sin embargo, nuevos y específicos criterios de selección basados en simulaciones numéricas y analíticas, análisis estadísticos, pruebas piloto y experiencias de campo alrededor del mundo son desarrollados para poder clasificar los yacimientos

adecuados para los diferentes procesos de recuperación mejorada, lo cual permitirá resolver muchos inconvenientes.

Como se mencionó en páginas anteriores muchos de los proyectos de recuperación mejorada se encuentran en una etapa de diseño o implementación con el fin de ayudar a reunir la demanda mundial de hidrocarburos.

Al correlacionar los parámetros técnicos obtenidos de proyectos exitosos alrededor del mundo, se logran evitar pérdidas innecesarias de tiempo y recursos, mejorando con esto, la recuperación del aceite incremental.

La selección de procesos de recuperación adicional a ser implementados en algún yacimiento alrededor del mundo puede consumir una gran cantidad de tiempo, tanto en la comparación de las propiedades del yacimiento y sus fluidos, con los criterios existentes en la literatura, así como en la selección del proceso adecuado.

Por lo cual, las herramientas computacionales tienden a ser preponderantes, con el propósito de brindar una comparación automatizada de los parámetros de un campo en estudio, con diferentes criterios de selección ofreciendo como resultado y de una manera jerarquizada, los procesos potenciales que pueden llegar a ser implementados en dicho campo, así como una lista de campos a nivel mundial cuyas características sean similares a las asignadas.

Las analogías mundiales tienen como objetivo ofrecer puntos de referencia, a partir de los cuales se pueda llevar a cabo un análisis más profundo sustentado en la información y en los resultados obtenidos de diversos campos, que han sido sometidos a procesos de recuperación. Cabe mencionar que, en algunos casos los

yacimientos únicamente han sido analizados mediante pruebas de laboratorio, pruebas piloto o bien análisis de simulación.

Estos criterios han sido generados basándose en pruebas de laboratorio, pruebas piloto, consideraciones de carácter geológico, simulaciones numéricas y análisis estadísticos. Sin embargo, cabe mencionar que la información disponible al momento de la generación de dichos criterios continuamente se está incrementando y modificando, por lo que estos deben ser actualizados periódicamente.

Se puede dejar en claro que los criterios de selección son una herramienta de apoyo, que puede ofrecer un marco de comparación para obtener un resultado potencial en cuanto a la implementación de un proceso. No obstante, se debe tener presente que los criterios de selección no serán un factor determinante en el éxito o el fracaso de un proceso de recuperación, ya que éste se verá afectado por diferentes condiciones no consideradas en dichos criterios (climáticas, situación geográfica, etcétera).

1.6. Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos

Es del dominio público que, derivado de la Reforma Energética, el Estado Mexicano, tiene la posibilidad de celebrar con particulares (nacionales y extranjeros) Contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos. Pero, ¿De qué tipo de contratos estamos hablando? La respuesta se encuentra en el contenido del artículo 18 de la ley de Hidrocarburos, numeral que establece lo siguiente:

La Secretaría de Energía establecerá el modelo de contratación correspondiente para cada Área Contractual que se licite o se adjudique en términos de la presente Ley, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia.

Los contratos para la Exploración y Extracción en México, serán abarcados en el capítulo III, este apartado estará dedicado a describir los modelos económicos de regímenes fiscales utilizados en la industria petrolera a nivel mundial.

De manera general para definir la variabilidad de los proyectos petroleros, la industria petrolera considera cuatro grandes rubros:

- Reservas: que son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
- Producción: ritmo al cual serán extraídas las reservas.
- Inversiones y costos: gastos por realizar para extraer dichas reservas.
- Rentabilidad: relación de costos con el beneficio esperado por las inversiones realizadas.

Teniendo como propósito principal para los entes participantes:

- Gobierno: maximizar su participación en la producción, mientras atrae inversión extranjera.
- Compañía operadora: maximizar su rentabilidad y valor para los accionistas.

Para que lo anterior se logre es necesario realizar diversas modificaciones, principalmente a la Constitución, para posteriormente definir Leyes y Regulaciones petroleras, en cuyo objetivo final estará el establecimiento de Contratos Petroleros, lo cual para el caso de México ya se realizó y se discutirá ampliamente en capítulos siguientes.

A nivel mundial son cuatro los tipos de contratos gubernamentales:

- Licencias
- Joint Venture
- Producción Compartida
- Contratos de Servicio

Con el paso de los años se han adherido nuevos esquemas como los tipos híbridos, los cuales pueden ser una combinación de los anteriores y tropicalizados de acuerdo a las leyes y acuerdos propios de cada país.

La diferencia entre un contrato y otro, oscila en el grado de intervención en la forma o el derecho de explorar, la propiedad de la producción, en el grado de interés de los inversionistas y en el control que tendrá el estado, la **Figura 1.7**, resume lo anteriormente mencionado.

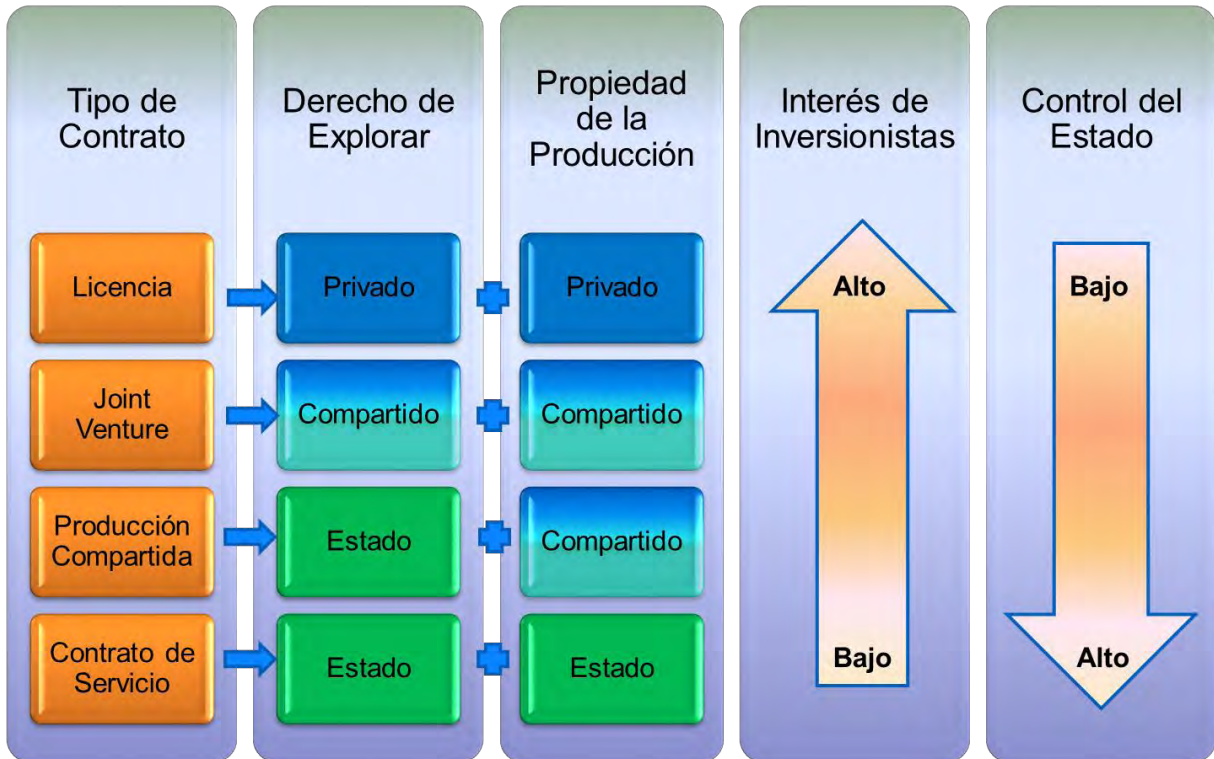


Figura 1.7 Contratos de Exploración y Producción

Dentro de los contratos antes mencionados, se puede comentar de manera general lo siguiente:

- El Estado tiene la (o licencia) propiedad de 100 [%] de los hidrocarburos “en sitio”.
- Los contratos de licencia y de producción compartida son los más utilizados (posiblemente con una participación del Estado).
- El régimen fiscal aplicable es función del tipo de contrato.
- La concesión: La compañía tiene 100 [%] de la producción extraída en superficie.
- El contrato de producción compartida (CPC): El operador petrolero tiene acceso a una parte de la producción.

- El contrato de servicios (CS): El operador petrolero obtiene una remuneración.

Este tipo de contratos (esquemas de contratación) se ha aplicado en el mundo con bastante aceptación, la **Tabla 1.1** muestra un concentrado por tipo y número de los tipos de contratos de exploración y extracción que se han aplicado en el mundo.

Tabla 1.1 Contratos de exploración y extracción aplicados en el mundo

Le Leuch, 2014

Tipo y número de países	Concesión / Licencia (impuestos / regalías)	Contrato de producción compartida	Contrato de servicios con riesgo (u otros tipos)
	5	4	4
América del sur	(Argentina, Brasil, Colombia, Paraguay, Perú)	(Brasil, Guyana, Surinam, Uruguay)	(Bolivia, Chile, Ecuador, Venezuela)
	4	8	
América central y el Caribe	(Barbados, Costa Rica, Nicaragua, Trinidad y Tobago)	(Aruba, Belice, Cuba, Guatemala, Honduras, Jamaica, Panamá, Trinidad y Tobago)	
Número de países en el mundo	73	76	10

1.6.1. Clasificación de los regímenes fiscales

Para tener un mejor panorama sobre los regímenes fiscales, es necesario saber cómo se diferencian uno del otro, en general, los regímenes fiscales pueden dividirse en dos grandes grupos partiendo a quien le pertenece la propiedad de los hidrocarburos.

Para esta clasificación, encontramos a los contratos contractuales a aquellos regímenes en donde el Estado mantiene la propiedad de los hidrocarburos, dentro del cual encontramos al contrato de producción compartida donde los pagos al Estado se realizan en especie por la extracción de los mismos.

Los contratos de servicio en donde los pagos se realizan en efectivo, el tipo de régimen se conoce como concesión o licencias en donde la propiedad sobre los hidrocarburos es transferida y por la extracción de los mismos habrá un respectivo pago de regalías e impuestos, en la **Figura 1.8** se desglosa la clasificación de los regímenes fiscales.

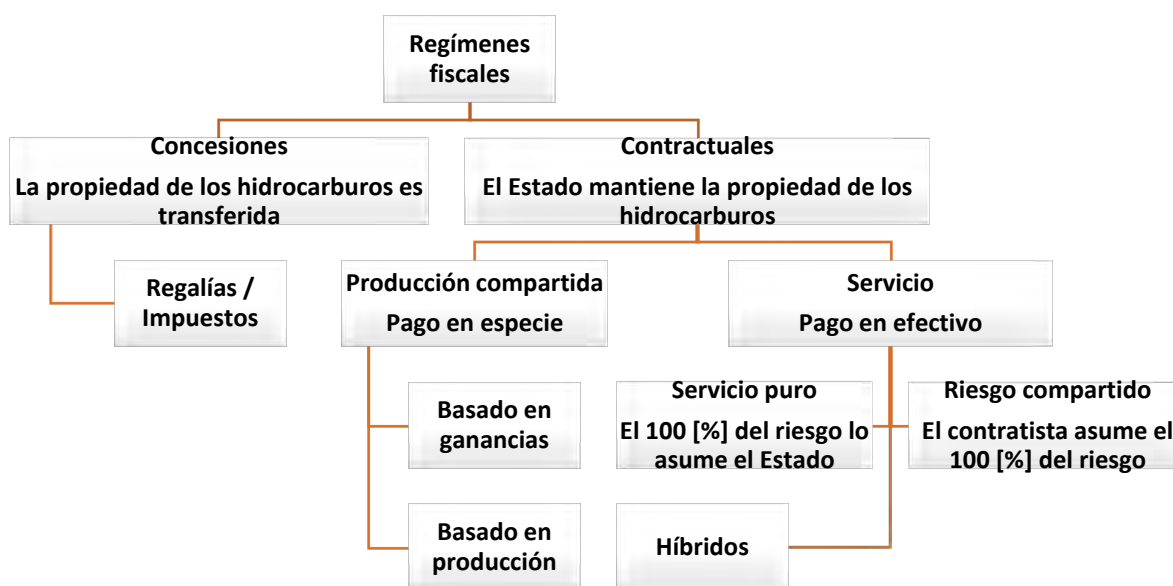


Figura 1.8 Clasificación de los regímenes fiscales

A continuación, se da una breve explicación de los diversos esquemas de contratación petrolera, conocidos y que han sido puestos en práctica a nivel mundial, haciéndose referencia a los países en los que se ponen en práctica.

1.6.2. Contrato de producción compartida (CPC)

El operador petrolero tiene derecho a una contraprestación en especie, pactada en el contrato, a manera de un porcentaje de la producción comercial. Lo que genera el CPC a favor del operador petrolero es un derecho de crédito oponible contra el Estado contratante, consistente en un porcentaje de la producción.

Este pago es de origen convencional y no confiere al operador petrolero derecho alguno sobre los recursos en el subsuelo, ni en la boca del pozo.

Características principales:

- La empresa es la contratista del Estado para llevar a cabo las operaciones petroleras en un área y por un tiempo determinados.
- El operador petrolero opera bajo su propio riesgo y costos, pero bajo el control del Estado.
- De haber producción, esta pertenece al Estado, con la salvedad del porcentaje de producción debido al contratista por concepto de recuperación de costos y de división de ganancias.
- La empresa tiene derecho a recuperar costos incurridos por la extracción de los hidrocarburos, en muchos de los casos estos, están tasados mediante la producción proveniente del área objeto del contrato.
- Efectuada la recuperación de costos, el balance de la producción es dividido, de acuerdo con un porcentaje pactado previamente entre la empresa y el Estado. Este porcentaje puede ser aumentado progresivamente a favor del

Estado en la medida de que aumentan los barriles, de conformidad con una fórmula determinada.

- Los ingresos netos de la empresa son gravables, a los impuestos que la ley del país establezca, salvo que el CPC establezca lo contrario.

Este esquema de contratación, se practica en países como Indonesia, Malasia, Filipinas, China, Yemen, Nigeria, Tanzania, Rusia, Perú, Cuba, Brasil y ahora en México.

1.6.3. Contrato de riesgo o de utilidad compartida (CR)

Al operador petrolero se le retribuye con el equivalente en efectivo de un porcentaje de la producción. Si hay producción comercial, la empresa es reembolsada por su inversión y pagada por sus servicios en efectivo, el cual es la nota distintiva entre los CPC y los Contratos de Riesgo. La única diferencia entre un CPC y un Contrato de Riesgo es que al contratista del CPC se le remunera en especie, mientras que en el Contrato Riesgo se le paga en efectivo.

Este esquema de contratación tuvo gran arraigo en América Latina en países como Argentina y Brasil, pero hoy en día ha caído en desuso debido a su escasa popularidad entre las empresas internacionales.

En Irán tiene gran presencia este modelo de contratación. Este esquema ha funcionado dentro de los procesos de apertura de naciones en las que se da un predominio a la propiedad de la Nación respecto a sus recursos, pero la modalidad de contratación no ha soportado la competencia con contratos más atractivos como el CPC. Veremos adelante qué tan funcionales pueden ser en México.

1.6.4. Contrato de servicios (CS)

Al contratista se le paga por un servicio prestado, sin que la contraprestación se encuentre ligada a la producción. Estos contratos fueron pensados originalmente para empresas que ni desean ni pueden tener la responsabilidad primaria y total de un proyecto, se trata de empresas de servicio que por no dedicarse al comercio del crudo ni de sus derivados, no tienen apetito alguno por los riesgos implícitos en las actividades de exploración y extracción, venden servicios y no barriles, estas empresas son auxiliares de las petroleras.

Consideró que este tipo de contratos en México, están pensados para realizar la contratación de diversas compañías y que cada una aporte la parte de su especialidad, para finalmente conseguir con los servicios de todos la sinergia y eficiencia de la exploración y extracción.

Concesión: Consiste en el otorgamiento de derechos exclusivos a una empresa o individuo para explorar y/o explotar los hidrocarburos existentes en el área sujeta a la concesión, estos derechos incluyen la propiedad de los recursos producidos, desde el momento en que salen de la boca del pozo.

Como contraprestación, el concesionario proporciona al Estado una regalía en efectivo o especie. Este esquema hoy en día es utilizado en Reino Unido, Angola, Noruega, Brasil y Estados Unidos. Este tipo de esquema no es factible aplicarlo en México, pues recordemos que la Ley es clara al señalar que los contratos que se celebren deberán establecer invariablemente que los hidrocarburos en el Subsuelo son propiedad de la Nación.

1.6.5. Pros y contras de los contratos de exploración y extracción

Ahora bien, quizá surja la pregunta ¿Cuál de los esquemas es el mejor?, pero considero que esa pregunta tendría que ampliarse ¿Mejor, para el Estado o el Contratista? y para analizar y responder a este último cuestionamiento, habría que considerar los objetivos de las partes; en el caso del Estado, los objetivos mínimos son:

- Maximización de la renta para el Estado
- Aseguramiento del abasto nacional (seguridad energética)
- Desarrollo tecnológico de la industria
- Contenido Nacional
- Protección del Medio Ambiente
- Compromisos mínimos de trabajo de la empresa invitada

En el caso del operador petrolero, sus objetivos mínimos son:

- Proporcionalidad entre el riesgo del proyecto y retribución
- Contabilización de reservas
- Flexibilidad contractual y estabilización reguladora
- Capacidad de recuperar costos de inversión
- Menor control y gasto administrativo respecto al contrato
- Maximizar rentabilidad

Finalmente, hay que decirlo, quien elige el esquema de contratación es el Estado Mexicano por conducto de la Secretaría de Energía; consecuentemente, las empresas tendrán que analizar si el modelo de contratación considerado en cada una de las licitaciones que se efectúen les resulta conveniente o no.

1.6.6. Progresividad

La progresividad, es un tipo de gravamen el cual es función creciente de la base imponible: esto es, a medida que crece la rentabilidad económica, crece el porcentaje de su riqueza o de su ingreso que el Estado exige en forma de pago.

En un esquema de progresividad crece la tasa de gravamen al aumentar el ingreso bruto o la rentabilidad económica. En general los objetivos del esquema de progresividad son:

- Es lo óptimo para ambas partes para promover la inversión a largo plazo en un rango amplio de proyectos:
- Favorecer la Exploración y Producción de proyectos medianos; invertir en periodos de precios bajos, costa afuera y en el gas.
- Proteger el Estado en caso de campos grandes, precios altos.
- De esta manera, permitir la estabilidad de los contratos a pesar de las incertidumbres del sector

Hay una larga experiencia desde 1975 de soluciones fiscales y contractuales de progresividad razonable. Este un reto más y más reconocido por países y empresas.

Hasta el momento se ha hablado de progresividad como un concepto financiero, sin embargo, lo importante es definir cuándo es conveniente utilizar un modelo progresivo.

En general se ha establecido que cuando se está en etapa de exploración, lo ideal es un modelo regresivo (ya que no se generan ingresos), por consiguiente, en una etapa de desarrollo (en donde se generan ingresos, el modelo progresivo es el que se aplicará, la **Figura 1.9** describe este comportamiento.

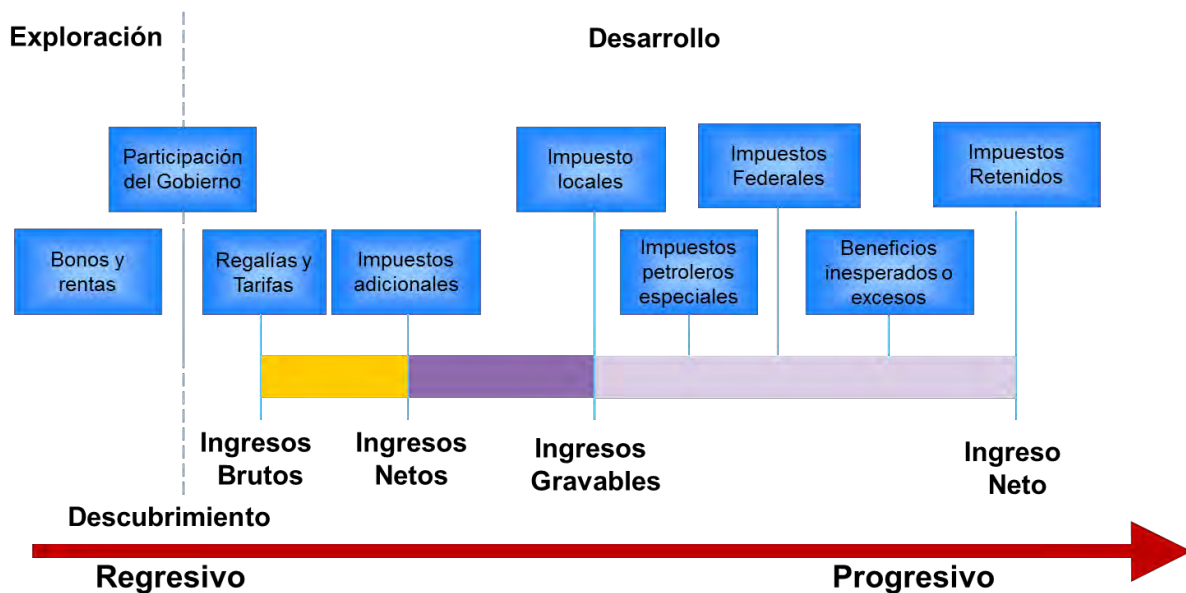


Figura 1.9 Progresividad

De la Figura 1.9 se observa que cuantos más impuestos se apliquen sobre los ingresos brutos, más progresivo es el modelo fiscal.

1.6.7. Recomendaciones

La selección del tipo de contrato, del régimen tributario y sus términos (“el régimen fiscal”) son decisiones claves del Estado para promover la inversión extranjera en el sector de exploración y extracción de hidrocarburos.

- Hay muchas opciones y modalidades a definir: ¿Cuáles son los mejores por un Estado?
- Se deben evitar las incertidumbres y lagunas del régimen: Tomar en cuenta la experiencia y las buenas prácticas en el mundo.
- El régimen fiscal debe ser competitivo: al inicio del contrato y a largo plazo
- La progresividad eficiente del régimen fiscal es un reto prioritario para ambas partes de manera a: favorecer una compañía operadora y optima en cada área de contrato en el país y asegurar la estabilidad contractual

1.7. Contrato petrolero

La exploración y extracción de los hidrocarburos se realiza de acuerdo a modelos contractuales especificados por el Estado. Cada uno de los contratos tiene características particulares, así como métodos de cálculo de regalías distintos.

El Contrato de Licencia, es aquel contrato celebrado entre el Estado y un contratista, el cual obtiene la autorización para explorar y explotar hidrocarburos en el área del Contrato. Una vez extraídos los hidrocarburos, son transferidos en propiedad al Contratista, el cual deberá de pagar una Regalía en efectivo al Estado por dicha transferencia, el procedimiento de cálculo se describe en la **Figura 1.10**.

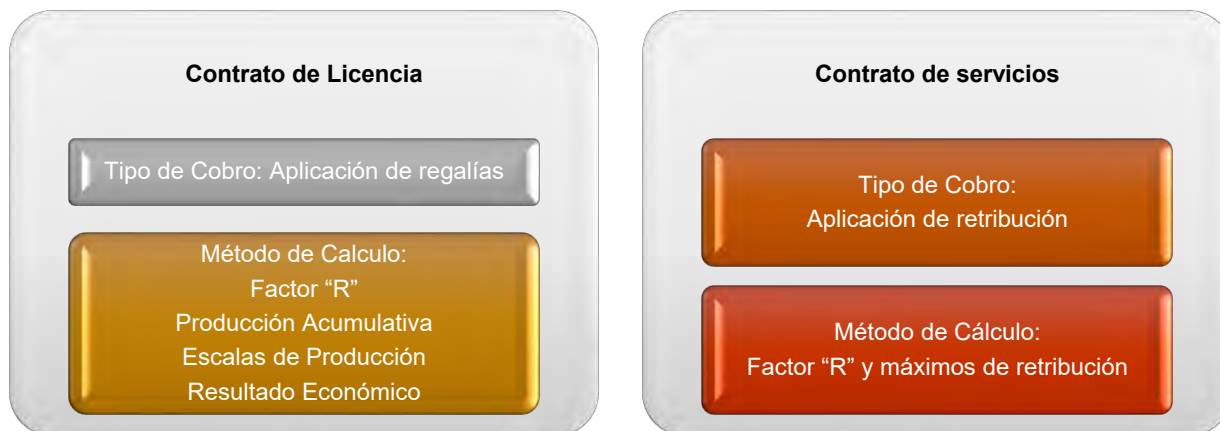


Figura 1.10 Mecanismos para el pago de regalías y contraprestaciones

Le Leuch, 2014

Los lineamientos petroleros, establecen la necesidad de definir un punto de medición denominado punto de fiscalización, en el cual miden los hidrocarburos producidos. A estos hidrocarburos se les denomina Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.

1.7.1. Regalía

La valorización de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos se hará respecto de una serie de precios internacionales, las cuales servirán como referencia. A estos precios de referencia se les conoce como “canasta de precios”, y sus componentes serán los que aparezcan publicados en el Platts Oilgram Price Report u otras fuentes reconocidas por la industria petrolera.

La Regalía es un porcentaje de la valorización de los hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización, el cual es determinado en el respectivo Contrato de Licencia.

1.7.2. Métodos de cálculo del factor R

La “R” se refiere a radio, este radio puede definirse como el **factor R**: entendido como la división entre los ingresos y egresos acumulados, indicará un porcentaje base desde el cual el operador petrolero puede identificar las ganancias generadas del contrato y el Estado lo utiliza como un factor de ajuste en el pago de regalías.

Existe una amplia gama de definiciones de factor R, este factor puede ser utilizado para establecer escalas móviles, dichas escalas pueden aplicarse sobre:

- Regalías
- Distribución del petróleo y gas para ganancias
- Impuestos o porcentajes de participación en la utilidad
- Porcentaje de flujo neto de efectivo

Cada país, determina el método de cálculo y los porcentajes aplicables, de acuerdo a su normatividad y demás condiciones fijadas, a continuación, se muestran algunas formas para el cálculo del factor R.

1.7.2.1. Azerbaijón

También conocido como escala móvil para el petróleo para ganancias o **Shah Deniz** tiene un límite de costos del 50 [%] basado en el CAPEX y no existe límite para el OPEX, en este factor el ISR se encuentra incluido y se calcula de la siguiente manera:

$$R = \frac{\text{Utilidad acumulada del contratista (inversión recuperada + petróleo para ganancias)}}{\text{Inversión acumulada}} \quad 1.1$$

Partiendo de la **Ecuación 1.1** se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.2**.

Tabla 1.2 Escala aplicable para las regalías de Azerbaijón

Factor R	Regalía [%]
0.0 < R < 1.0	45
1.0 < R < 2.0	55
2.0 < R < 3.0	70
3.0 < R < 4.0	80
R > 4.0	90

1.7.2.2. India

Los contratos con Factor R en India se calculan de la siguiente manera:

$$R = \frac{\text{Utilidad neta acumulada después de impuestos}}{\text{Inversiones acumuladas}} \quad 1.2$$

Partiendo de la **Ecuación 1.2** se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.3**.

Tabla 1.3 Escala aplicable para las regalías de India

Factor R	Regalía [%]
0.0 < R < 1.0	32
1.0 < R < 1.5	35
1.5 < R < 2.0	40
2.0 < R < 2.5	45
2.5 < R < 3.0	53
3.0 < R < 4.0	65
R > 4.0	70

Los últimos contratos han presentado valores R de hasta 3.5 y escalas móviles desde 10 hasta 90 [%].

1.7.2.3. Irlanda

Irlanda usa la **Ecuación 1.3** para el cálculo de las Regalías o Factor R.

$$R = \frac{\text{Utilidad acumulada}}{\text{Inversiones de capital acumulada}} \quad 1.3$$

Partiendo de la Ecuación 1.3 se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.4**.

Tabla 1.4 Escala aplicable para las regalías de Irlanda

Factor R	Regalía [%]
R < 1.5	0
R < 3.0	5
R < 4.5	10
R > 4.5	15

1.7.2.4. Libia

Libia celebra contratos que incluyen la multiplicación de dos escalas móviles; una basada en niveles de producción y otra basada en el Factor R, para el cálculo del Factor R se aplica la **Ecuación 1.4**.

$$R = \frac{\text{Ingresos brutos acumulados del contratista}}{\text{Costos acumulados del contratista}} \quad 1.4$$

Partiendo de la Ecuación 1.4 se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.5**.

Tabla 1.5 Escala aplicable para las regalías de Libia

Factor R	Regalía [%]	Producción [bpd]	Regalía [%]
0.00 – 1.00	80 – 90	Hasta 25,000	
1.00 – 1.50	70	Hasta 50,000	80

1.50 – 2.00	60	Hasta 100,000	60
2.00 – 3.00	40	Hasta 200,000	40
Mayor a 3.00	30	Mayor a 200,000	20

1.7.2.5. Nigeria

Hasta el año 2005 los contratos con Factor R en Nigeria se calculaban de la siguiente manera:

$$R = \frac{\text{Costos acumulados} + \text{petróleo para ganancias (hasta el periodo previo de evaluación)}}{\text{Costos acumulados}} \quad 1.5$$

Partiendo de la **Ecuación 1.5** se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.6**.

Tabla 1.6 Escala aplicable para las regalías de Nigeria

Factor R	Regalía [%]
R < 1.2	30
1.2 < R < 2.5	Interpolación lineal
R > 2.5	75

El gobierno regional de Kurdistán también usa una fórmula lineal de escalamiento para el cálculo de regalías.

1.7.2.6. Perú

Como se mencionó en el apartado anterior, el Factor R puede ser utilizado en diferentes escalas y aplicarse de diversas formas, en el caso de Perú el Factor R está determinado de la siguiente manera:

$$R = \frac{\text{Ingresos acumulados}}{\text{Costos acumulados (incluyendo regalías anteriores)}} \quad 1.6$$

Partiendo de la **Ecuación 1.6** se establece la escala aplicable a las regalías, lo cual se muestra en la **Tabla 1.7**.

Tabla 1.7 Escala aplicable para las regalías de Perú

Factor R	Regalía [%]
0.0 < R < 1.0	15
1.0 < R < 1.5	20
1.5 < R < 2.0	25
R > 2.0	35

Esta es la escala mínima a la cual, las compañías pueden ofrecer mayores regalías, bajo condiciones geológicas complicadas (áreas marinas, por ejemplo), así mismo el gobierno puede aprobar regalías menores, según lo considere.

1.7.2.7. Tailandia

En Tailandia el Factor R también es conocido como Beneficio de Remuneración especial, la diferencia con los demás países es que para este caso se exceptúan la aplicación de los subsidios petroleros, la **Ecuación 1.7** describe como se calcula

$$R = \frac{\text{Ingresos brutos anuales}}{K + \text{metros perforados acumulados}} \quad 1.7$$

El valor de “K” usado en Tailandia inicialmente fue de 150,000, actualmente para áreas convencionales oscila en 200,000 y hasta 1,400,000 para aguas profundas.

La escala móvil en Tailandia se muestra en la **Tabla 1.8**.

Tabla 1.8 Escala aplicable para las regalías de Tailandia

Factor R	Regalía [%]
\$1.0 - \$200	0
\$200 - \$400	40
Por encima de \$400	75

Las cantidades en la escala móvil se ajustan de acuerdo a la inflación que el país presente.

1.7.2.8. Aspectos combinados o alícuota adicional

La alícuota se emplea con frecuencia en el terreno de la economía, más precisamente en lo que está relacionado con los impuestos. Las alícuotas son proporciones que se establecen a través de leyes para determinar una obligación de tipo tributaria.

Varios países tienen cuotas adicionales en combinación con otras características, para crear sistemas progresivos, por ejemplo:

- Reino Unido: Alícuota adicional, provisión petrolero
- Noruega: Alícuota adicional
- Argelia: Alícuota adicional, provisión sobre ingresos brutos
- Países Bajos: Alícuota adicional
- Angola: Alícuota adicional, escala para una TIR.

1.8. Centro nacional para la recuperación adicional de hidrocarburos a nivel mundial

1.8.1. Arabia Saudita

1.8.1.1. Aspectos generales

Centro de Investigación Avanzada (EXPEC ARC) se encuentra en Dhahran, Arabia Saudita. Es un centro de investigación que pertenece a Saudi Aramco y es responsable del desarrollo de tecnología para su industria petrolera.

El centro cuenta con más de 250 científicos de diversas disciplinas, repartidos en seis equipos y una división de laboratorio que abordan diversos aspectos de la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo y gas. Estos equipos son: tecnología de geofísica, tecnología de geología, tecnología de ingeniería petrolera, tecnología de modelado computacional, tecnología de producción y tecnología de perforación.

EXPEC ARC realiza una investigación y un desarrollo de vanguardia en el área de producción. Los investigadores de EXPEC ARC se enfocan en el desarrollo de tecnologías innovadoras y ensayos de campo en los campos de petróleo y gas más grandes y productivos del mundo, los de Arabia Saudita. Para muchos, el aspecto más emocionante de trabajar en EXPEC ARC es la oportunidad de poner en práctica sus ideas de investigación, teorías y desarrollos de gran alcance en estos renombrados campos de petróleo y gas.

Los equipos de investigación de EXPEC ARC desarrollan una amplia gama de tecnologías dinámicas que abarcan desde la nanoescala, hasta la escala giga, como en la tecnología de simulación de yacimientos de giga-cell, GigaPOWERS, y muchos otros nuevos conceptos audaces en el medio.

EXPEC ARC es proactiva en iniciativas de colaboración con institutos científicos y de investigación y proveedores de tecnología, así como con investigadores y desarrolladores independientes de todo el mundo.

EXPEC ARC es una organización integrada, donde investigadores, tecnólogos y estrategias trabajan juntos como equipos desarrollando soluciones innovadoras y originales para los retos técnicos de la empresa. También se generan ideas e investigaciones pioneras a través de alianzas de colaboración con universidades y proveedores de tecnología de primer nivel, así como con investigadores y desarrolladores independientes de todo el mundo.

EXPEC ARC ha desarrollado servicios y productos innovadores, especialmente en las áreas de sísmica terrestre, simulación y visualización. Independientemente de la especialidad, las ideas se intercambian libremente a través de la consulta mutua y la discusión abierta en un entorno en el que se espera "empujar la envolvente tecnológica".

1.8.1.2. Objetivo

El objetivo de EXPEC ARC para los próximos 20 años es desarrollar las tecnologías especializadas necesarias para alcanzar sus objetivos de incrementar el descubrimiento de los recursos petroleros y aumentar la recuperación del

yacimiento del 50 [%] al 70 [%] en los principales campos productores. EXPEC ARC cuenta con seis equipos especializados en tecnología, un laboratorio y una división de servicios de operaciones de apoyo de campo, y una división de análisis estratégico de tecnología.

Los equipos realizan investigación y desarrollo en el interior o en colaboración con las principales instituciones y empresas mundiales. Hace dos años, EXPEC ARC introdujo el concepto de **Reservoir Nanorobots**, conocido como **Resbots™**. Los **resbots** a escala nanométrica se pueden desplegar con los fluidos inyectados en un yacimiento para registrar la presión del yacimiento, la temperatura y el tipo de fluido, almacenando la información en la memoria que se puede recuperar para administrar mejor al yacimiento y allanar el camino para mayores factores de recuperación. Por el concepto de Resbots, EXPEC ARC ganó el prestigioso **new horizons idea award en los world oil awards 2008**.

1.8.1.3. Centro de investigación y desarrollo

Ha adoptado un enfoque para diseñar programas de investigación que apuntan a necesidades a corto, mediano y largo plazo. La primera prioridad es la desulfuración del petróleo crudo. En el mediano plazo, la compañía está investigando combustibles limpios, y la gestión de la liberación de carbono es el tercer foco de investigación, además administra el programa tecnológico para la prueba y el despliegue de tecnologías de vanguardia que mejoran la confiabilidad operacional, eficiencia y seguridad.

1.8.2. China

1.8.2.1. Aspectos generales

Ubicado en Beijing, la capital del país; el centro de recuperación de petróleo es una entidad de investigación científica especializada en la aplicación y la investigación de nuevas tecnologías para incrementar el factor de recuperación de petróleo y gas.

Está compuesta por profesionales de diferentes disciplinas, incluyendo Ingeniería de desarrollo de campos de petróleo y gas, geología de desarrollo, química aplicada y mecánica de fluidos.

En la actualidad hay 15 investigadores profesionales, entre ellos 6 profesores y mentores de doctorado, 4 profesores asociados y 3 post - doctorales de investigación. El número total de personas que trabajan en el centro es más de 140, incluyendo maestros y graduados.

El centro ha construido una plataforma de investigación científica integral para la descripción y le ingeniería de yacimientos, la química Interfacial, las cuales forman la base para el desarrollo de diferentes procesos de recuperación adicional.

Los investigadores han creado algunas instalaciones y técnicas características entre las cuales las más importantes son: el aparato experimental en el análisis de las propiedades reológicas de la interfaz aceite - agua, el aparato en el análisis de la emulsión de aceite, la simulación del modelo físico de grandes yacimientos, el desplazamiento y control del perfil de poro.

Después de años de esfuerzos en la investigación, los miembros han obtenido una serie de logros, tales como el desplazamiento de aceite mediante una solución de polímero reticulado, el desarrollo de un sistema de gel de alta resistencia en yacimientos profundos, control de agua en yacimientos fracturados con alta temperatura y alta salinidad.

1.8.2.2. Laboratorios de investigación

Para el desarrollo de lo anteriormente mencionado, se han conformado 4 grandes laboratorios; los cuales son:

- Laboratorio de ingeniería de yacimientos
- Laboratorio para el control del perfil desplazamiento de aceite
- Laboratorio de química de coloides e interfaces
- Laboratorio de recuperación mejorada de petróleo

1.8.2.3. Intereses principales

Este centro de investigación y desarrollo, se enfoca exclusivamente en el desarrollo de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos, destacando:

- Desarrollo de campos de petróleo y gas
- Predicción de la formación y distribución de aceites residuales y métodos de predicción

- Evaluación de proyectos de recuperación mejorada
- Desarrollo de teorías y métodos químicos del desplazamiento del aceite
- Desplazamiento de Aceite en aguas profundas
- Teoría y desarrollo de tecnología para la explotación de yacimientos de baja permeabilidad
- Química interfacial en la producción de petróleo

1.8.3. Damasco

1.8.3.1. Aspectos generales

Al Furat Petroleum Company (AFPC, por sus siglas en inglés) es una asociación entre la Compañía petrolera Siria, Shell y PetroCanadá, la cual opera una cartera de campos de petróleo maduros con un perfil de producción en declinación, estos yacimientos se encuentran en el Éufrates.

Los yacimientos de petróleo se caracterizan por una complejidad estructural y estratigráfica significativa, lo que conduce a un alto grado de compartimentalización. Debido a las condiciones de desplazamiento de aceite, la mayoría de los campos se han desarrollado con inyección de agua. Sin embargo, en la mayoría se dejan atrás importantes zonas de petróleo derivado de la complejidad geológica.

Existe un amplio margen para una mayor recuperación adicional, relacionada con la optimización de la eficiencia de barrido con la inyección de agua a través de la

perforación de pozos intermedios y la aplicación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo (WAG e inyección de surfactantes). Para ello se requiere de un trabajo de estudio integrado a fondo para obtener una mejor comprensión de la compleja geología del yacimiento, para identificar y cuantificar los bancos de petróleo remanentes y para proponer actividades para el desarrollo de nuevos campos.

Para ser eficaces, este trabajo de estudio debe basarse en las últimas tecnologías sub superficiales, incluyendo herramientas de interpretación y modelado en 3D y sísmica 4D. Con la aplicación de procesos de recuperación mejorada, permitirá a AFPC detener la declinación de la producción y sostener un plató de producción a niveles estables.

El Centro de Estudios de Damasco (Ahmad,2003) fue creado por la AFPC para desarrollar la capacidad adicional de estudio del subsuelo requerida. Un principio importante que justifica un Centro de Estudios local es la transferencia de tecnología asociada a AFPC y Siria.

Las áreas tecnológicas a las que se ha enfocado este centro son: sismología, modelado estático y dinámico de yacimientos principalmente de carbonatos, técnicas EOR y visualización 3D. A través de los accionistas privados, AFPC tiene acceso a estas tecnologías.

El Centro de Estudios está equipado con una sala de realidad virtual que, además de la visualización 3D de última generación, permite sesiones de trabajo en colaboración con personal experto en varios centros de excelencia de todo el mundo. Otras ventajas del centro de estudio en Damasco, en oposición a la externalización del trabajo de estudio, se encuentran en las siguientes áreas:

- La comunicación con los departamentos operativos de la empresa se ha mejorado mucho, lo que conlleva a un mayor enfoque empresarial y la eficacia del trabajo.
- Se garantiza la continuidad y la transferencia de los conocimientos y de la experiencia en el subsuelo, ya que es construida y conservada por el personal de la empresa.
- Hay flexibilidad en el alcance de los estudios sub superficiales. En lugar de ejecutar un plan de estudio acordado, el Centro de Estudio puede revisar fácilmente los planes de estudio si se justifica mediante los resultados del estudio intermedio.
- El desarrollo de personal joven sirio es apoyado a través de su participación en los estudios.

1.8.3.2. Centro de estudios de Damasco

En la actualidad, el Centro de Estudios cuenta con 27 profesionales sirios y 17 accionistas privados. La organización del centro se basa en equipos de estudio integrados en los que están representadas todas las disciplinas del subsuelo y la ingeniería de instalaciones.

Cada uno de los seis Equipos de Estudio ejecuta un estudio integrado de uno de los campos de la amplia cartera de AFPC, trabajando en estrecha colaboración con el equipo de campo correspondiente.

Los equipos de campo son responsables de la gestión de los hidrocarburos del campo y de la implementación de los resultados del estudio. Los equipos de estudio se encuentran exentos de las responsabilidades operacionales. Esto refuerza la

capacidad del Centro de Estudios para dedicarse a estudios a largo plazo y evita la desviación hacia las prioridades a corto plazo, impulsadas por el programa de actividades de la compañía.

La proximidad del Centro de Estudios permite una amplia interacción entre los equipos de campo y los equipos de estudio. Esto asegura el enfoque de negocios y el ajuste de los resultados en cada etapa de los estudios. Permite a los equipos de estudio entregar planes completos de desarrollo de los campos y efectuar propuestas de actividades de desarrollo detalladas, además de los resultados de estudios más tradicionales como interpretaciones y modelos de yacimiento actualizados. Facilita a los equipos de campo obtener la plena propiedad de los resultados del estudio y las propuestas de desarrollo asociadas.

Esto crea sinergia entre los equipos de campo y de estudio, lo que da como resultado una mayor eficiencia. También crea un nivel de emoción y motivación en el entorno del estudio, ya que los equipos de estudio pueden tener un impacto inmediato en el rendimiento de la empresa.

La participación de los equipos de estudio en la maduración de propuestas detalladas tiene un riesgo inherente de retrasos en los estudios y desviaciones de los objetivos del estudio a largo plazo.

Para manejar este riesgo, se ha diseñado una metodología de estudio que asegure una distribución equilibrada del esfuerzo sobre los objetivos del estudio a corto y largo plazo (ver más adelante, Metodología del estudio).

Se fomenta la participación del personal del equipo de campo en los estudios sub superficiales y se realiza a lo largo de los estudios talleres y reuniones en donde se muestran avances. Además, el personal joven del equipo de campo apoya a los equipos de estudio durante la duración de los proyectos de estudio.

También promueve la propiedad del estudio por parte del equipo de campo y facilita la implementación eficiente de las recomendaciones del estudio. Tanto los equipos de campo como los equipos de estudio participan en la optimización de los activos de hidrocarburos, ya sea como gestor de activos o como proveedor de la capacidad de estudio.

Para asegurar la eficiencia y evitar la duplicación del trabajo, es necesaria una gestión adecuada de la interfaz entre los dos equipos. La **Figura 1.11** da una visión general de la interfaz entre estos dos equipos. Los dos eventos de interfaz más obvios están relacionados con la integración al inicio y en la conclusión de los proyectos.

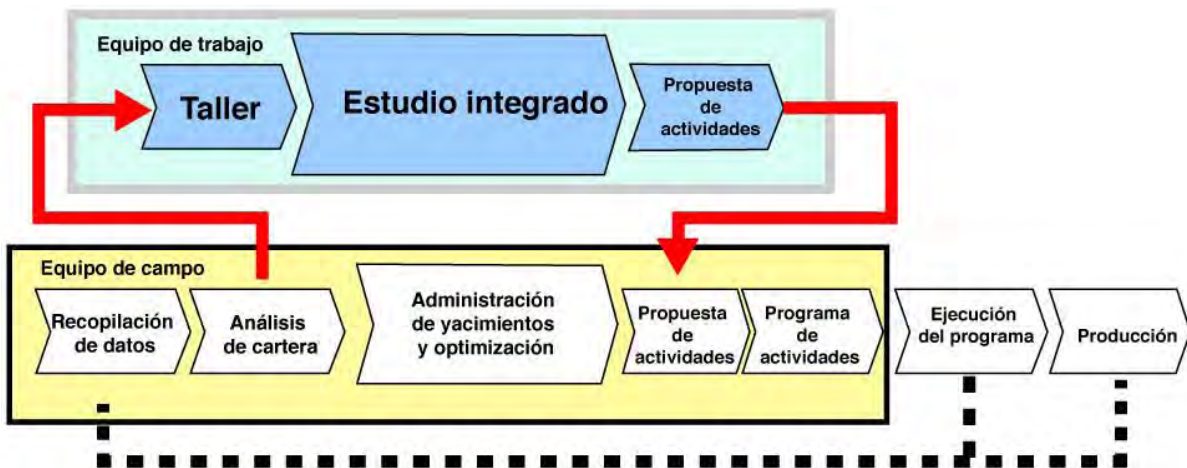


Figura 1.11 Interfaz entre los equipos de campo y los equipos de estudio

Ahmad,2003

1.8.3.3. Inicio del estudio

Los planes de estudio se actualizan anualmente, siguiendo un análisis de cartera a nivel de toda la empresa, impulsado por los diversos equipos de campo. El análisis de la cartera es un taller anual, dirigido a identificar oportunidades para desarrollar los campos de AFPC. El producto es una cartera de oportunidades, que sirve de base para estudios integrados y planeación tecnológica.

Después del análisis de la cartera, todos los campos con requisitos de estudio sub superficiales se enumeran y se clasifican de acuerdo a la complejidad que represente. Se planea la ejecución del estudio dependiendo de la carga de trabajo de requerida y teniendo en cuenta los recursos disponibles y la experiencia.

1.8.3.4. Conclusión del estudio

En la conclusión del estudio (o en un momento apropiado durante el estudio), los resultados del estudio se entregan a los equipos de campo. Entre los principales resultados de los estudios sub superficiales se incluyen planes optimizados de desarrollo de campo y recomendaciones de actividades asociadas.

Si no hay dependencias en el estudio o recopilación de datos de campo, el Centro de Estudio madura las recomendaciones para las actividades de desarrollo. Las propuestas de actividades aprobadas, generadas por el Centro de Estudios, se combinan con las generadas por los equipos de campo para formar una cartera total para su inclusión en la programación de actividades de la compañía.

1.8.3.5. Metodología del estudio

La metodología aplicada por el Centro de Estudio refleja las características específicas del campo y los problemas técnicos a resolver. Todos los estudios integrados están precedidos por un taller de una semana, en el que participan los equipos de estudio y de campo pertinentes. De esta manera, se da impulso al estudio, el taller tiene los siguientes objetivos:

- Transferencia de datos e interpretaciones del equipo de campo al equipo de estudio.
- Acordar cómo el equipo de campo y de estudio van a comunicarse y trabajar juntos durante el estudio.
- Generar una comprensión común del campo en términos de sus incertidumbres y oportunidades, generando una visión de lo que el estudio debe ofrecer.

La metodología aplicada a los estudios integrados ha sido diseñada para obtener la máxima eficiencia y sigue de cerca el flujo de trabajo 3D-All The Way (3DATW) de marca registrada de Shell.

El proceso utiliza herramientas eficientes de software de alta tecnología. Es Esencial en la metodología que el estudio se ejecuta en varias fases, con un enfoque integrado durante todas las fases del estudio y un flujo de trabajo eficiente diseñado para permitir una progresión suave desde modelos 3D simples a complejos.

Para cada fase del estudio, se construyen modelos realistas 3D de los yacimientos que integran datos e interpretaciones de todas las disciplinas. Las evaluaciones sub superficiales y los modelos se perfeccionan a medida que avanza el estudio.

La fase 1 incluye una revisión de la calidad de los datos básicos y la identificación de las incertidumbres en estos datos. Durante la Fase 2, se utilizan modelos 3D integrados, pero relativamente simples para evaluar el impacto de estas incertidumbres sobre los volúmenes de hidrocarburos remanentes, así como el desarrollo potencial del campo.

El nivel de detalle y complejidad de los modelos 3D finales está determinado por la reducción prevista del riesgo y los beneficios relacionados en términos de la oportunidad de desarrollo. El refinamiento del modelo cesa, y el estudio se cierra, cuando se obtienen los detalles suficientes para cumplir con los objetivos de negocio del estudio.

Esto asegura el enfoque empresarial, evita la erosión del valor debido a la "sobre ingeniería" y permite que los estudios se detengan en el momento apropiado.

La metodología del estudio proporciona un bucle de retroalimentación natural, como resultado, la metodología permite centrarse en las incertidumbres clave desde el inicio, la propuesta de oportunidades de desarrollo temprano, la contribución temprana de producción de petróleo y la disponibilidad de nuevos datos de campo durante el estudio, para mejorar las interpretaciones y modelos.

Hacia el final del estudio, al comienzo de la fase de planeación del desarrollo, se lleva a cabo un taller en el que participan nuevamente el equipo de estudio y el equipo de campo pertinentes. Los objetivos de este taller son:

- Desarrollar ideas para optimizar el desarrollo del campo.
- Acordar los escenarios claves que serán considerados durante el resto del estudio y documentarlos en el plan de desarrollo de campo final.

La **Tabla 1.9** muestra los principales resultados de las distintas fases del estudio.

Tabla 1.9 Proceso de estudio y entregables

Ahmad, 2003

Fase	Modelo	Proceso	Entregables
Taller		Taller	<ul style="list-style-type: none"> • Descripción del campo • Riesgos y oportunidades
Fase 1		Revisión de datos	<ul style="list-style-type: none"> • Confirmación de la calidad e integridad de los datos • Evaluación de la incertidumbre de los datos básicos
Fase 2	Primer modelo 3D	Revisión de archivos	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de las incertidumbres claves del yacimiento • Primeras oportunidades
Fase 3	Revisión modelo 3D	Revisión detallada	<ul style="list-style-type: none"> • Primeras oportunidades detalladas

Taller			<ul style="list-style-type: none"> • Ideas sobre el desarrollo completo del campo • Escenarios de desarrollo clave
Fase 4	Modelo 3D final	Planeación del desarrollo del campo	<ul style="list-style-type: none"> • Cartera de oportunidades • Documento final

1.8.3.6. Gestión de estudios

Los proyectos de estudio aprobados son ejecutados por los equipos de estudio integrados en el Centro de Estudios. Un líder de equipo de estudio es responsable de:

- Planear el estudio, monitorear el progreso y reportar al equipo de campo.
- Coordinar e integrar las distintas contribuciones de los miembros del equipo de estudio.
- Organización de hitos y reuniones con los equipos de campo.

El líder del equipo asegura la eficacia del equipo de estudio y la alineación óptima con los objetivos de negocio de la compañía. Alienta la interacción intensiva entre el equipo de estudio y el equipo de campo, no sólo limitado a progresos formales y reuniones de hitos. También es responsable de recurrir a recursos adicionales cuando sea necesario.

Durante la fase de ejecución del proyecto, los equipos de campo tienen la responsabilidad compartida de dirigir y asegurar los entregables aptos para el propósito. El control formal del cambio está vinculado a los hitos del estudio, que se planean al final de cada fase del estudio. Las reuniones brindan la oportunidad de:

- Solicitar al equipo de estudio que realice trabajos adicionales antes de proceder a la siguiente fase del proyecto.
- Revisar las posibles oportunidades de desarrollo "temprano" que resultan de la fase de estudio terminada y decidir si éstas pueden ser maduras e incluidas en el calendario de actividades de la compañía de inmediato o si se necesitaría más trabajo de estudio para optimizar más estas oportunidades y reducir cualquier riesgo asociado.
- Proporcionar dirección para la siguiente fase de estudio.
- Proponer discontinuar un estudio en caso de que no se vean oportunidades de desarrollo realistas.

En caso de que se identifiquen oportunidades "tempranas" realistas, el equipo de estudio suspenderá temporalmente el estudio para proceder con la maduración de las oportunidades.

Cualquier desviación significativa del plan de estudio originalmente acordado se documenta en una "nota de control de cambios", que también contiene un inventario de lamentos (por ejemplo, posibles retrasos en el estudio o entregables revisados).

1.8.3.7. Propuesta de actividades y programación

Las propuestas documentan los beneficios, los costos y los riesgos de las actividades identificadas (por ejemplo, pozos intermedios). También documentan los parámetros de diseño relevantes, requeridos por los diferentes departamentos involucrados en la implementación de las actividades (Ingeniería de yacimientos, de pozos, de instalaciones).

El ámbito de trabajo del Centro de Estudio incluye la preparación de propuestas de actividades detalladas ya que, durante el estudio, el equipo de estudio tiene el conocimiento más íntimo del campo. Además, evita la duplicación de parte del trabajo de estudio por parte de los equipos de campo.

Para evitar una interrupción significativa del proceso de estudio, y así llegar a las propuestas alta calidad sin duplicación de tiempo y esfuerzo, las siguientes condiciones son esenciales:

- Las propuestas deben ser estandarizadas y basadas en el conocimiento del equipo de estudio.
- Los equipos de campo deben tener pleno entendimiento de las propuestas.
- Traspaso rápido y formal de las propuestas y documentadas del equipo de estudio al equipo de campo, después de lo cual el equipo de estudio continúa con la siguiente fase de estudio y el equipo de campo monitorea la ejecución de la actividad posterior.

La **Figura 1.12** proporciona una representación esquemática del proceso.

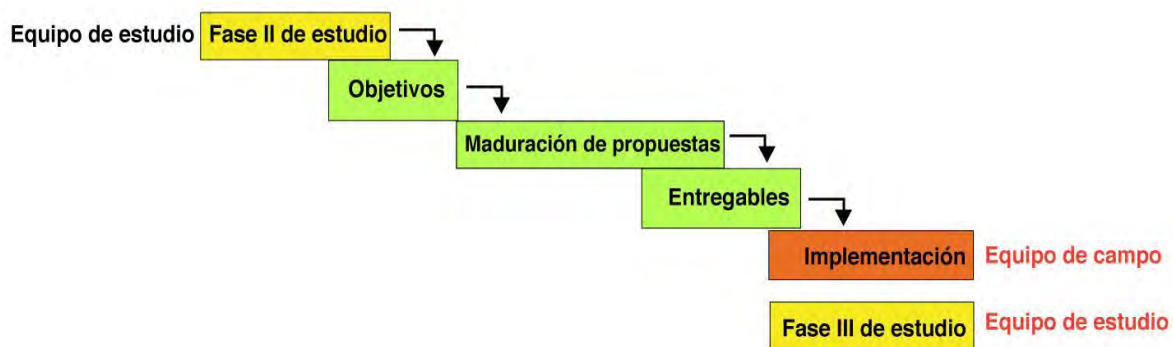


Figura 1.12 Resultados del estudio, oportunidades tempranas

Ahmad, 2003

Los distintos equipos de campo son responsables de crear y optimizar el calendario de actividades de la empresa. Se realiza una actualización periódica, basada en la cartera de oportunidades de desarrollo y que se prevé madurar en el corto plazo.

Para asegurar que las oportunidades realistas se reflejan en el proceso de optimización del calendario de actividades, se aplican las siguientes directrices:

- Al comienzo del estudio, el equipo de estudio y el equipo de campo hacen una evaluación del número de oportunidades potenciales de desarrollo que se espera resulten del estudio (tanto las oportunidades "tempranas" como las "tardías").
- Las oportunidades identificadas se incluyen en el calendario de actividades, teniendo en cuenta un plazo de entrega necesario para su aprobación y la existencia de servicios y materiales que sean necesarios.
- El número, el tipo y la fecha de ejecución de las actividades se confirman al final de cada fase de estudio.

1.8.3.8. Control de calidad

A intervalos regulares, se realizan revisiones del trabajo de estudio en curso. En el plan de estudio se incluyen dos tipos de revisiones:

- Revisión por disciplina, centrándose en aspectos específicos de la disciplina.
- Revisiones integradas, centrándose en los aspectos interdisciplinarios.

Los objetivos de estas revisiones son:

- Garantizar la calidad del estudio, medido en función tanto de la expectativa del cliente como de los estándares internos del Centro de Estudios.
- Proporcionar un medio de gestión para la reputación del Centro de Estudios, el equipo de estudio y los miembros del equipo.
- Proporcionar un foro para compartir las mejores prácticas.

Las revisiones son dirigidas por un personal del Centro de Estudios. Se invita a otros equipos superiores del Centro de Estudios y / o equipos de campo a participar en los equipos de revisión. Para fines de desarrollo, se incluyen como observadores a personal subalterno.

Estas revisiones proporcionan una visión general de las tareas que se requieren en un estudio de campo integrado y permiten a los equipos de revisión centrarse en áreas clave.

Las revisiones por disciplina se llevan a cabo durante cada una de las fases del estudio y deben considerarse como precursoras de las revisiones integradas.

Las revisiones integradas se llevan a cabo al final de cada una de las fases del estudio. Por razones de eficiencia, la revisión integrada sigue un formato estandarizado y apto para el propósito. Esto también se aplica al informe de revisión final. Las áreas de enfoque de la revisión incluyen:

- Plan de estudios
- Progreso del estudio
- Integración adecuada de las disciplinas
- Métodos de modelado
- Comprensión de las principales incertidumbres y su impacto
- Gestión de riesgos
- Enlace entre los objetivos del estudio y los entregables
- Flujo de trabajo para el resto del estudio

1.8.3.9. Resultados del estudio

Teniendo en cuenta la declinación de los yacimientos, las propuestas para un mayor desarrollo generalmente se refieren a la optimización de la eficiencia de barrido por inyección de agua a través de los pozos productores de aceite de relleno y los inyectoras de agua. Generalmente se pueden esperar los siguientes resultados de un estudio integrado:

- Recomendaciones para nuevas oportunidades de desarrollo
- Recomendaciones para la optimización de instalaciones
- Cuantificación de la incertidumbre y el riesgo asociado
- Recomendaciones para la recopilación de datos

Estas recomendaciones forman parte integral de una estrategia coherente de desarrollo a largo plazo del campo, cuyo objetivo es maximizar la recuperación final del campo. Esta estrategia está documentada como un *Plan de Desarrollo de Campo*.

Los informes finales incluyen interpretaciones revisadas del yacimiento, descripción de los modelos sub superficiales actualizados y estimaciones revisadas del remanente de hidrocarburos, modelos estáticos y dinámicos actualizados, los cuales se ponen a disposición en formato electrónico tan pronto como sea posible durante el estudio, para apoyar a las actividades de administración de yacimientos de los equipos de campo.

1.8.4. Malasia

1.8.4.1. Aspectos generales

La Recuperación mejorada de petróleo (EOR) es definida por los expertos como cualquier método que incremente la producción de petróleo mediante el uso de técnicas o materiales que no son parte del mantenimiento de presión o la inyección de agua simple (sin aditivos).

El grupo multidisciplinario de Investigación Orientada de este centro de investigación y desarrollo sigue esta definición. Las principales áreas de investigación son: caracterización de rocas y fluidos, inyección de químicos, inyección de agua asistido con gravedad, inyecciones térmicas y algunos métodos no convencionales como la nanotecnología.

Este equipo de trabajo da prioridad a la mejora en las aplicaciones de la inyección de agua asistido con gravedad mediante la implementación de productos químicos modificados y sintetizados a partir de fuentes locales y nanomateriales desarrollados por investigadores de este mismo centro.

1.8.4.2. Objetivo fundamental

Desarrollar nuevos métodos de EOR para con ello en 2020 incrementar el factor de recuperación de sus yacimientos al 80 [%].

1.8.4.3. Instalaciones y equipos de laboratorio

Dentro de las instalaciones y equipos destacan:

- Sistema de permeabilidad relativa
- Sistema de permeabilidad de Banco
- Sistema de daño a la formación
- Limpiador de núcleo solvente CO₂
- Medidor de tensión interfacial

- Porosímetro de Helio
- Desaturador
- Sistema Capilar de Mercurio
- Medidor de densidad
- Reactor
- Celdas PVT

1.8.4.4. Áreas de enfoque

Este centro de investigación y desarrollo, se enfoca exclusivamente en el desarrollo de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos, destacando:

- Proyección de proyectos EOR
- Tipos EOR posible, diversificación y masificación
- Investigación en laboratorio y / o simulación
- Nuevos métodos EOR, enfocándose en procesos híbridos

1.8.5. Noruega

Conocido en inglés como: The national IOR Centre of Norway, perteneciente a la universidad de Stavanger, inició operaciones en diciembre de 2013. El objetivo del centro es desarrollar nuevos conocimientos y tecnología con el fin de incrementar la recuperación de petróleo y gas más allá de los proyectos y operaciones que se realizan actualmente en sus campos.

El centro IOR está dirigido por la Universidad de Stavanger, en conjunto con los institutos de investigación IRIS (es un instituto de investigación independiente con gran énfasis en la investigación aplicada en los campos de las ciencias naturales y sociales) e IFE (es un instituto de investigación en recursos energéticos como nuclear, petróleo y gas) como socios principales. Varios otros grupos de investigación y 11 compañías de petróleo y servicios complementan la lista de socios y colaboradores del centro.

El centro contribuirá a la aplicación de tecnologías amigables con el medio ambiente para mejorar la recuperación del petróleo en la plataforma continental Noruega.

Dentro de sus muy diversos objetivos se encuentran: incrementar el factor de recuperación actual de petróleo y gas, optimizar las estrategias actuales de inyección de agua, reducir costos e impacto ambiental, robustecer el equipo de investigación mediante: 20 estudiantes de doctorado, 6 estudiantes de posdoctorado, y 50 estudiantes de maestría al año, en un periodo de 8 años.

1.8.1. Rusia

Las nuevas tecnologías EOR son ampliamente estudiadas y aplicadas en una escala diferente en muchos países del mundo. Al mismo tiempo, el análisis científico y la generalización de la información de las nuevas tecnologías son insuficientes.

La solución de problemas de recuperación de petróleo se promueve por el trabajo conjunto de científicos e ingenieros de diferentes países y escuelas científicas.

Dicha actividad conjunta puede organizarse en el marco de un Centro Internacional para la Producción de Petróleo (Zhel'tov, 1994), ubicado en Moscú en el Complejo Tecnológico Científico Interbibliotecario de Rusia. En la primera etapa de su actividad, el Centro invitó a 20 a 30 científicos e ingenieros, que trabajarán sobre los problemas percibidos de petróleo y gas. En la segunda etapa el Centro se convertirá en un líder científico colectivo de pruebas comerciales de las tecnologías más prospectivas.

El problema de la recuperación de petróleo de los yacimientos puede considerarse como parte de un problema más general del suministro que por fuentes de energía y materias primas de hidrocarburos a la humanidad. Cientos de pruebas piloto y tecnologías comerciales de petróleo están hoy en funcionamiento en muchos países productores de petróleo del mundo los cuales también han realizado amplias investigaciones teóricas y de laboratorio sobre el problema de la recuperación del aceite.

Sin embargo, el análisis científico y la generalización de la información sobre los nuevos procesos de recuperación de petróleo son hasta ahora insuficientes. En el problema de la recuperación de petróleo algunos campos pueden ser diferenciados porque requieren un estudio más profundo.

Los datos completos sobre muchos proyectos de recuperación de petróleo, realizados por diferentes empresas, no siempre están disponibles para un análisis científico amplio y cuidadoso. Estos proyectos se convierten en casos patentados de procesos de recuperación de petróleo y no sirven como propiedad de toda la ciencia del petróleo y el gas.

A menudo se ponen a prueba las "nuevas tecnologías", pero no los procesos con nuevas y más eficaces mecánicas de recuperación de petróleo. Por ejemplo, uno de los factores que influyen en la mecánica de recuperación de petróleo por estimulación microbológica del yacimiento, a menudo llamado no sólo «nuevo», sino «principalmente nuevo», está produciendo bacterias de dióxido de carbono, que se disuelven en películas de petróleo y de hidrocarburos y hacen que el aceite sea menos viscoso. Pero esto es un fenómeno bien conocido, que surge de la estimulación usual del dióxido de carbono en el yacimiento.

Las tecnologías de inyección de dióxido de carbono en el yacimiento pueden ser diferentes. Es importante determinar, utilizando métodos científicos, el efecto de las diferentes mecánicas de desplazamiento de petróleo mediante el uso de «nuevas» tecnologías.

Es obvio que está llegando el momento de comenzar un estudio serio de los procesos de recuperación de petróleo, que se verá ampliamente extendido en un futuro lejano, cuando una parte significativa del balance energético de los países del mundo se satisfará no por petróleo y Gas, sino por fuentes de energía "alternativas" (termonucleares, solares y otras). El petróleo y gas servirá entonces como una materia prima muy valiosa.

Es dudoso que en ese período se utilicen métodos de producción de petróleo que, en principio, no pueden proporcionar una recuperación completa del petróleo (cien por ciento). Hoy en día, muchos países y empresas gastan recursos significativos para pruebas piloto y estudios comerciales para un campo, utilizando tecnologías de recuperación que, según su mecánica, nunca conducirán a una recuperación del cien por ciento del petróleo.

Por ejemplo, el uso de polímero y otras sustancias de agua espesante para el desarrollo de campos de aceite de mayor viscosidad puede proporcionar, en el mejor de los casos, recuperación final, que puede obtenerse en viscosidades de aceite bajas que se desarrollan mediante inyección de agua, recuperación de aceite en este caso está lejos de ser un completa.

Si consideramos la organización del Centro Internacional de Investigación para la Recuperación Mejorada del Petróleo (IRCEOR) en Rusia, debemos tener en cuenta, que hoy en día muchas empresas de diferentes países del mundo tienen intereses comerciales en el territorio de la Federación de Rusia y otros países de la antigua URSS. Se contempla que este interés aumentará en el futuro.

Muchos campos de petróleo y gas que se están descubriendo y desarrollando en Rusia y en la Comunidad de Estados Independientes (CEI) tienen propiedades inusuales, que deben ser cuidadosamente estudiadas. Así, una dirección de actividad de IRCEOR se relacionará con la investigación de las propiedades del yacimiento y las características de los procesos de recuperación de petróleo en campos petroleros reales de acuerdo con los contratos especiales con empresas que tienen intereses en estos campos.

IRCEOR se encuentra en el Complejo Científico y Técnico Interbancario Ruso "Nefteotdacha" en Moscú. Para proveer su Programa de Investigación, IRCEOR utilizará las instalaciones científicas y tecnológicas del Instituto de Investigación de Petróleo y Gas de toda Rusia (VNIIneft).

Sobre la base de los acuerdos adicionales correspondientes en las instalaciones de Moscú Gubkin Petróleo y Gas, Petróleo y de la Academia de Ciencia de Rusia y de otras instituciones rusas pueden ser utilizados. VNIIneft y algunas otras instituciones

disponen ahora de equipos de investigación actualizados (ordenadores modernos, instalaciones experimentales de laboratorio para la mayoría de los métodos conocidos de recuperación de petróleo, etcétera).

Existen posibilidades de utilizar, sobre la base de la conversión, tecnologías, dispositivos y materiales, desarrollados en el complejo militar. A los fines de la realización de los planes científicos se prevé un asistente especial y personal técnico.

Está previsto que el desarrollo de IRCEOR se realice en dos etapas. En la primera etapa se organizará un departamento de investigación, entre 20 y 30 científicos de diferentes países. La selección de los investigadores se hará sobre la base de sugerencias de las empresas, organizaciones y países interesados en Investigaciones. Estas empresas y organizaciones proporcionarán el apoyo financiero correspondiente a IRCEOR.

Se creará una junta científica y técnica de IRCEOR. Esta Junta incluirá a la mayoría de los especialistas experimentados en recuperación de petróleo y representantes de las organizaciones / patrocinadores.

Cada semana habrá un seminario científico. El idioma base en IRCEOR es el inglés. La segunda etapa del desarrollo de IRCEOR se conectará no sólo con trabajos científicos, sino también con pruebas piloto y piloto - comerciales de los procesos de recuperación de petróleo más prospectivos directamente en los campos de petróleo de Rusia u otros países del mundo. Este trabajo se realizará sobre la base de acuerdos comerciales especiales entre las empresas o los Programas Internacionales.

IRCEOR organizará periódicamente cursos breves (1 - 3 semanas) sobre ramas muy especiales de la ciencia y tecnología del petróleo y el gas para el público ruso y extranjero, seguidos por viajes individuales o en grupo a las regiones productoras de petróleo y otros lugares interesantes de Rusia.

Los científicos-participantes de IRCEOR pueden impartir conferencias para estas audiencias. Los resultados de los estudios realizados en IRCEOR pueden ser publicados de cualquier forma, si los derechos de publicación no están especialmente reservados por las organizaciones / patrocinadores.

1.9. Lineamientos para la aplicación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en el mundo

La regulación del sector hidrocarburos es un conjunto articulado de disposiciones técnicas y jurídicas que establecen las reglas para que el operador petrolero, el Estado y los actores de mercado realicen sus actividades, en un entorno cierto, continuo y predecible, bajo normas de seguridad y cuidado ambiental.

Es indispensable contar con un marco regulatorio que permita la implementación oportuna y adecuada de los procesos IOR - EOR. Es importante destacar que en el mundo existen diversas regulaciones al respecto, de las cuales se hablará brevemente más adelante.

Estas regulaciones incluyen definiciones claras de los que son las operaciones de recuperación mejorada aceite y gas y los términos asociados a ella como recuperación esperada, operaciones de mantenimiento de presión, inyección cíclica o continua, definición de línea base (producción esperada, previo a la

implementación del EOR), entre otras, lo cual establece un marco de referencia claro para las empresas operadoras que deban observar esta regulación.

Las regulaciones relacionadas con IOR - EOR tienen objetivos claros en beneficio del factor de recuperación de los campos de sus países. Se establecen claramente:

El inicio oportuno de las operaciones de EOR para todos los yacimientos competitivos y los no tan competitivos. Es de destacar que contar con un marco regulatorio permite disipar confusiones o discrepancias en lo que significa “inicio oportuno” de operaciones o lo que es un “yacimiento competitivo”.

- Presentación oportuna de un plan de mantenimiento de presión para los campos. Obligaciones regulatorias como ésta permite la correcta administración de yacimientos, evitando que las presiones atraviesen la presión de saturación (yacimientos de gas y condensado, y de aceite con gas disuelto).
- Presentación periódica de volúmenes de aceite, gas y otras sustancias inyectadas, producidas o generadas. Obligaciones como éstas permiten la vigilancia adecuada de los balances de materia (vaciamiento, llenado, reemplazo) que se vean reflejados en mayores factores de recuperación.

Adicionalmente, estas regulaciones tienen también efectos positivos en la implementación adecuada del EOR, ya que permiten la identificación de costos que pueden ser reconocidos como deducciones fiscales en esos países, dejando claro las operaciones de EOR que califican y los costos incurridos previos al inicio de inyección de fluidos.

Finalmente, estas regulaciones establecen de forma clara que la obligatoriedad de que la producción debe llevarse a cabo de forma prudente técnica y económicamente, de tal forma que se evite la pérdida de petróleo o energía en los depósitos, y que los responsables legales de los contratos de operación de los campos deben tomar las medidas necesarias con el fin de lograr estos objetivos.

1.9.1. Canadá

Todos los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos en Canadá (provincia de Saskatchewan) están regulados por el Ministerio de economía de dicha provincia, a través de dos documentos rectores:

1.9.1.1. Reglamento para la conservación del petróleo y el gas

Conocida mayormente en inglés como: *The oil and gas conservation regulations*, aprobada en el año 2012, en dicha regulación, en su sección 54 menciona: el operador petrolero deberá solicitar y recibir la aprobación del ministro de economía antes de iniciar cualquier proyecto de recuperación adicional de hidrocarburos.

Esto se aplica tanto para pruebas piloto y proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos a gran escala, así como modificaciones y ampliaciones. Esta regulación dictamina obligaciones con respecto a las actividades relacionadas con la extracción de los hidrocarburos, en las que se incluyen:

- Licencias
- Requisitos para la realización de los pozos e instalación de infraestructura.

- Inyección de fluidos.
- Requisitos de presentación de información con respecto a la extracción
- Disposición y venta de petróleo y gas.
- Producción de agua y otras sustancias, y abandono

La aplicación de uno o varios procesos de recuperación adicional de hidrocarburos, solo se lleva a cabo si:

- El proyecto de recuperación adicional garantiza una recuperación gradual de hidrocarburos.
- El proceso no debe afectar negativamente al yacimiento.
- Debe haber suficientes medidas de seguridad previstas para mitigar cualquier riesgo potencial para las personas y el medio ambiente.
- El proyecto debe encontrarse dentro de la zona propuesta por lo que no representará un riesgo para los minerales, recursos adyacentes y operadores interesados.
- Además, el ministerio de economía está al tanto de cualquier problema o situación presentada en el proyecto mediante informes de progreso anuales.

Antes de iniciar cualquier proyecto de recuperación adicional de hidrocarburos, se debe de elaborar una solicitud al Ministerio de economía, en donde y de acuerdo a esta reglamentación, la información mínima adicional a la solicitud que se debe de presentar es:

Una descripción general del desarrollo del proyecto (con sus tiempos) incluyendo:

- Mapeo sísmico
- Desglose detallado de la composición de la sustancia a inyectar (inyección cíclica con disolvente y CO₂, y composición, por ejemplo).
- Lista de todos los pozos.
- Número total de pozos para inyección.
- Número total de pozos para extracción.
- Pruebas de pozos
- Un informe de producción detallado para el proyecto.
- Un registro de inyección para el proyecto.
- Un breve registro de operación y costos operativos.
- Una evaluación del éxito del proyecto hasta la fecha, incluyendo el porcentaje de recuperación de petróleo en la actualidad y la recuperación final prevista. Además, incluir una estimación del área de barrido y la eficiencia de desplazamiento si es posible.
- Finalmente, los planes futuros para el proyecto y un cronograma estimado.

1.9.1.2. Reglamento de la Corona para el pago de regalías por extracción de petróleo y gas

Publicado en el año 2012 y conocido en inglés como: *The Crown Oil and Gas Royalty Regulations*, este reglamento establece las disposiciones para el pago regalías por concepto de extracción de petróleo y gas incluyendo los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos. Este Reglamento se aplica a todo el petróleo y gas extraído dentro del territorio de la provincia de Saskatchewan.

Este reglamento consta de 10 apartados en donde el apartado 6 corresponde al pago de regalías relacionadas con proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos, dicho apartado se encuentra estructurado de la siguiente forma:

- Atribución de tierras a la Corona, así como las que no pertenecen a esta.
- El cálculo de las regalías por concepto de la aplicación de un proyecto recuperación adicional de hidrocarburos.
- Cobro de regalías por la extracción de petróleo y gas en proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos.
- Incentivos fiscales.
- Pago de intereses.
- Revisión de regalías anuales.

1.9.2. Colombia

En Colombia, para la aplicación de algún método de recuperación adicional de hidrocarburos, estos se regulan mediante tres organismos:

- El ministerio de minas y energía
- La agencia nacional de hidrocarburos (ANH) y
- El ministerio de ambiente y desarrollo sostenible (MADS).

Dentro de los lineamientos para la aplicación de proyectos de recuperación adicional si discretizan aquellos específicos para recuperación secundaria o mantenimiento de presión y otros específicos para recuperación mejorada.

Destaca que en materia de inyección de agua (y en general sobre el manejo del agua producida) el MADS, presenta una robusta legislación, en la que se detalla principalmente la información y estudios que se deben de realizar, y el monitoreo continuo que se efectuará.

Dentro los artículos y requerimientos más relevantes relacionados con la aplicación de la aplicación de proyectos de recuperación adicional, destacan:

Artículo 46: para el mantenimiento de presión, todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, deberán ser previamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el operador petrolero suministrará la información requerida en formulario 15 *“Permiso para la recuperación secundaria de hidrocarburos”*, en donde la información a presentar es la siguiente:

- Clase de agua a inyectar (dulce o salada)
- Tratamiento del agua
- Distribución geométrica de pozos
- Presión inicial de inyección
- Número de pozos productores y número de pozos inyectores

Artículo 49: para proyectos de recuperación mejorada, todo ensayo, piloto o proyecto de recuperación por cualquier método y su extensión al yacimiento y sus modificaciones, deben ser previamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en formulario 15 “*Permiso para la recuperación mejorada de hidrocarburos*” en donde la información a presentar es la siguiente:

- Saturación de gas
- Saturación residual de aceite al final de la inyección
- Volúmenes de inyección
- Mapas estructurales
- Cortes geológicos
- Permeabilidades relativas

1.9.3. E.E.U.U

En Estados Unidos la regulación para proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos se basa en lo presentado en el foro: *Enhanced oil recovery: legal framework for sustainable management of mature oil fields* llevado a cabo entre el 7 y 8 de mayo de 2015 en San Antonio, Texas. Dentro de lo más relevante de este foro destaca:

- La recuperación mejorada es parte importante de la política energética de E.E.U.U., es la mejor alternativa para producción de energía hasta que otras fuentes aún en desarrollo o incipientes no se concreten.

- La definición de EOR para esta regulación es de alta relevancia en países donde los organismos reguladores otorgan concesiones fiscales o incentivos para promover la implementación de EOR (además para evitar discrepancias o subjetividades).
- Si se contempla incluir IOR es conveniente conceptualizarlo desde el inicio de las regulaciones.
- Se debe conceptualizar y enfatizar que es posible implementar EOR – IOR en cualquier etapa de la vida del yacimiento.
- La transición de recuperación primaria, a secundaria y terciaria (en caso de ser técnica y económicamente viables), pueden ser altamente variables. La ejecución de proyectos de EOR ha demostrado que el cambio oportuno de transición hace más rentable los proyectos.

Para mayo de 2015 el marco legal se concretaba a establecer cuestiones de índole legal que pudiesen afectar la implementación de los procesos de EOR. En síntesis, establece un marco legal de EOR referente a los fundamentos de derecho de la propiedad. Los puntos más relevantes de la misma son:

- Intrusión
- Perjuicio
- Copropiedad
- Pactos
- Cuestiones de uso superficial de tierras

En el tema de uso superficial de tierras, se hace especial énfasis en la importancia de legislar temas legales para la implementación y logística de pozos inyectores,

ductos e instalaciones para recuperar los productos inyectados, dadas las complicadas cuestiones legales (e incluso sociales) regionales, estatales y federales a las que se ven sujetos. Finalmente, es conveniente mencionar que E.E.U.U. tiene un avanzado desarrollo de tecnologías de EOR, con un estricto seguimiento técnico. En 2012 fue el líder mundial en proyectos de EOR, con 200 proyectos que produjeron más de 760,000 [bpd].

1.9.4. Noruega

Conocida en inglés como *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)* son lineamientos en materia de exploración y extracción de petróleo y gas, aunque no menciona una regulación específica en materia de aplicación de procesos de recuperación adicional de hidrocarburos si hace énfasis en que la extracción de los mismos deberá de realizarse de tal manera que se maximicen los recursos; así mismo menciona los convenios con empresas y laboratorios para la investigación en materia de recuperación adicional de hidrocarburos entre ellos destacan:

- IRIS: *International Research Institute of Stavanger*: instituto enfocado en investigación aplicada, tiene un segmento de energía (petróleo, renovables).
- IFE: *Institute of Energy Technology*: es un instituto internacional de investigación en energía y tecnología nuclear. IFE proveerá tecnología para verificar la recuperación adicional de hidrocarburos en campo, además del desarrollo de software especializado.
- FORCE: foro de recuperación adicional de hidrocarburos y exploración.

2. Estado actual de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en México

2.1. Introducción

Hasta ahora los planes de desarrollo que sustentan las reservas certificadas del país (a enero de 2016) tienen un factor de recuperación promedio del 15 [%] lo que equivale a cerca de 30,000 millones de barriles de petróleo como reserva 3P; sin embargo, sólo el 5 [%] del volumen remanente está clasificado como reserva 1P.

Esto señala que existen recursos vastos para ser incorporados como reservas y eventualmente contribuir a la plataforma de producción.

Es evidente que aún después de varias décadas de despliegue tecnológico y optimización de planes de desarrollo, sólo un porcentaje de estos 224,300 millones de barriles de petróleo serán producidos.

La producción promedio (a enero de 2016) de aceite es de 2,281 [mbpd] mientras que la producción promedio de gas fue de 6,409 [mmpcd], como tal estas cifras son quizá un poco frías y no muestran el potencial que México aún posee como potencia petrolera, la **Tabla 2.1** muestra el estado actual de las reservas de petróleo, ya discretizadas por la reforma energética.

Lo anterior representa excelentes noticias, ya que los yacimientos que han sido descubiertos, es decir, el riesgo geológico ha sido considerablemente reducido, y la magnitud de estos recursos no es menor. Este trabajo parte de la premisa conservadora de tratar de acceder inicialmente a sólo 5 [%] de estos volúmenes remanentes, esto es, incrementar el factor de eficiencia promedio en 5 puntos porcentuales.

Tabla 2.1 Estado actual de reservas de PEMEX y México

PEMEX 2016, en [mmmbpce]

Cuenca	Producción Acumulativa	Reservas			Recursos Prospectivos	
		1P	2P	3P	Conv.	No Conv.
Sureste	47.8	10.8	14.2	18.2	12.5	
Tampico - Misantla	6.3	1.0	5.9	10.6	2.4	3.3
Burgos	2.5	0.3	0.4	0.6		1.5
Veracruz	0.8	0.2	0.2	0.2	0.6	
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1		0.4
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.4	1.8	5.2	
Total PEMEX	57.5	12.4	21.1	31.5	20.7	5.2
Total México	57.5	13.0	23.0	37.4	52.6*	60.2*

* Diferencia - Campos en licitación mmmbpce (miles de millones de barriles de crudo equivalente), datos a enero 2016, Conv.: Convencionales, No Conv.: No Convencionales

Si los números mostrados en la tabla anterior son graficados en un ciclo de vida de un yacimiento petrolero como se muestra en la **Figura 2.1** se puede denotar que algunos de los yacimientos más grandes de México se encuentran en una etapa de declinación y mantenimiento y otros como Cantarell muestran la necesidad de aplicar algún método de recuperación adicional.

Sin embargo, también muestra que independientemente de la producción acumulativa actual, no representa ni el 50 [%] del volumen de recursos prospectivos convencionales y no convencionales que posee la nación.

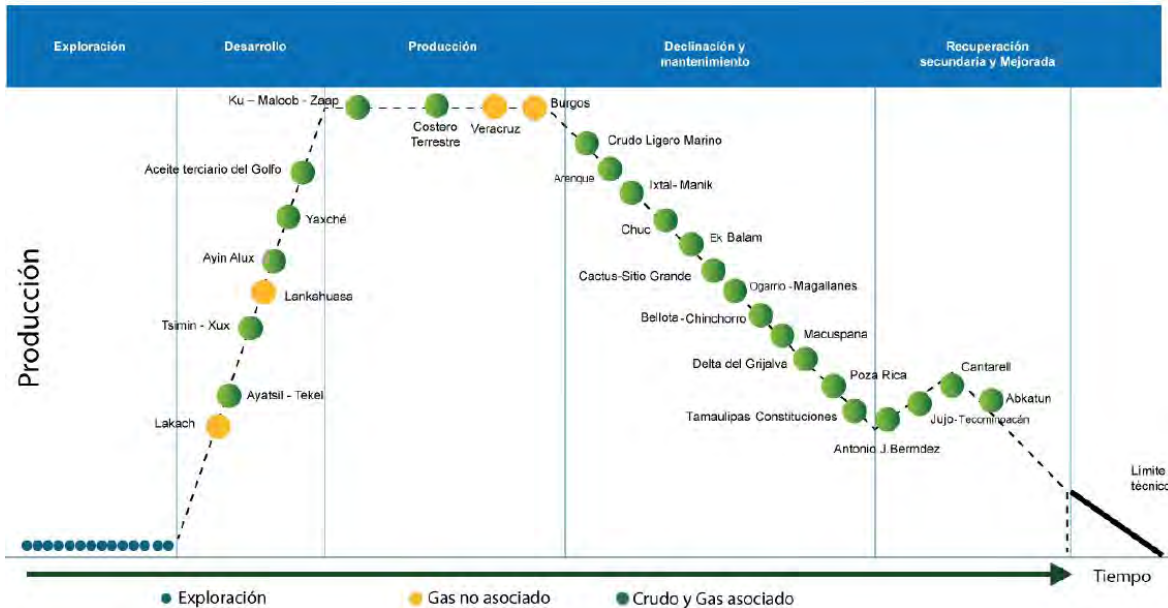


Figura 2.1 Estado actual de los yacimientos en México

PEMEX 2016

El plan de negocios (2010 – 2025) de PEMEX Exploración y Producción (PEP) contempla entre sus principales retos "Incrementar las reservas de hidrocarburos para asegurar la sustentabilidad de Largo Plazo de la empresa" y "Sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para atender los requerimientos energéticos del país", es decir un programa para revertir la disminución de la producción. En esta estrategia de recuperación adicional se plantea el estado actual en el sistema, se identifican y presentan las oportunidades de desarrollo en corto plazo para un impacto inmediato.

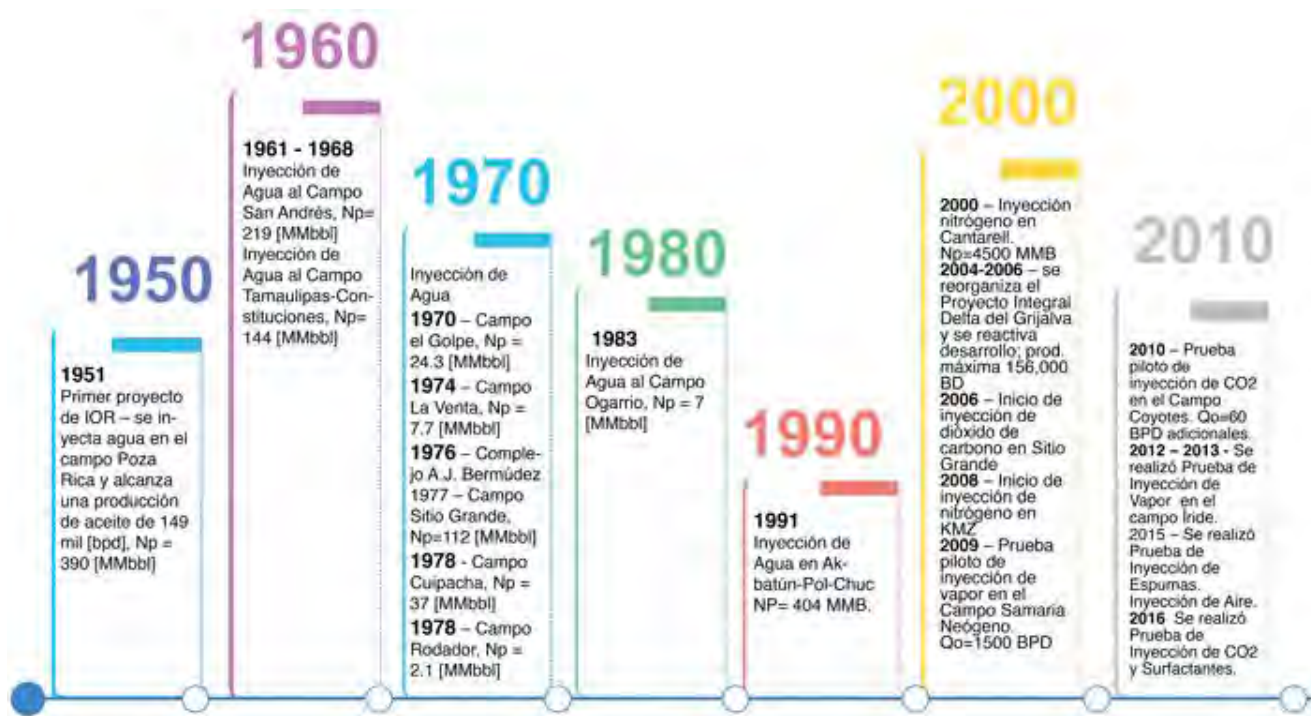
Define dentro de sus áreas tecnológicas estratégicas la "Recuperación secundaria y mejorada en yacimientos fracturados y areno - arcillosos" las cuales tienen una serie de necesidades tecnológicas asociadas. El Programa de Ejecución de Pemex Exploración y Producción 2011 - 2025 contempla entre los objetivos estratégicos el disminuir la declinación de la producción y aumentar el factor de recuperación de aceite en sus yacimientos. La aplicación de tecnologías de recuperación mejorada contribuirá al logro de tales objetivos.

En el contexto internacional, como se mencionó en el capítulo I, la recuperación mejorada se aplica con sustento técnico desde los años 60, habiendo adquirido impulso con el alza en los precios del petróleo.

En PEP los esfuerzos iniciaron formalmente en 2010, aunque hubo esfuerzos aislados previamente, por lo que su experiencia es limitada; la **Tabla 2.2**, resume la experiencia de los procesos de Recuperación Secundaria y mejorada en México.

Tabla 2.2 Experiencia en Procesos de Recuperación adicional en México

PEMEX, 2016



En la **Figura 2.2** se muestra la distribución del factor de recuperación total de aceite de los proyectos de recuperación adicional implementados en Petróleos Mexicanos, aunque se han tenido buenos resultados, estos se han visto afectados por diversos factores entre ellos:

- Caída en el precio del petróleo.
- Disminución en la incorporación de las reservas.
- Áreas de oportunidad mínimas.
- Reducción en las actividades de perforación.

Existen aún retos en el contexto nacional e internacional en la aplicación de procesos de recuperación mejorada a yacimientos naturalmente fracturados: El 90 [%] de aceite de México proviene de este tipo de yacimientos, en donde aún no se ha logrado maximizar el factor de recuperación.

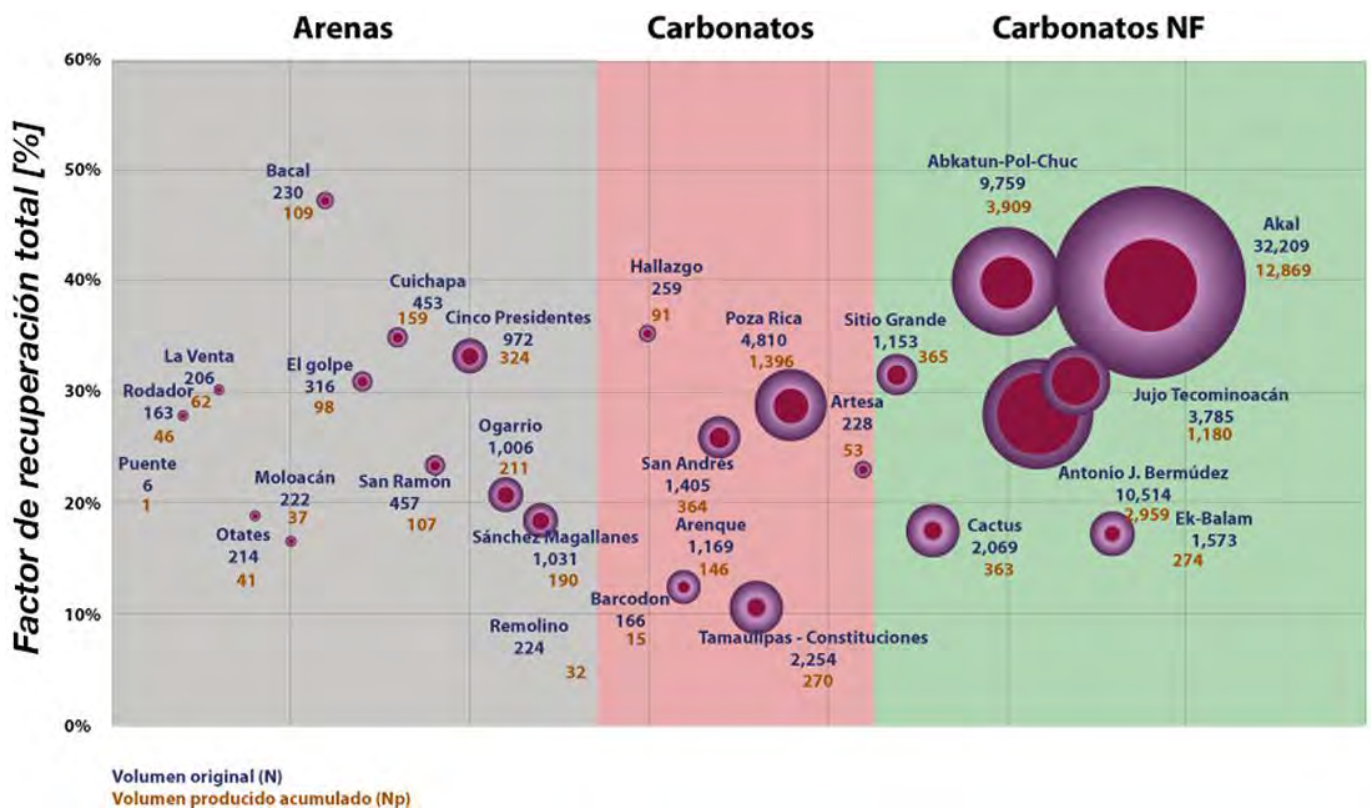


Figura 2.2 Distribución de FR total de aceite de los proyectos de recuperación adicional implementados

PEMEX, 2016

2.2. Importancia de la recuperación adicional de hidrocarburos en los campos maduros de México

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

También se define como Campos maduros aquellos campos que han alcanzado el pico máximo de su producción y empieza su etapa de declinación. Su clasificación está relacionada a criterios volumétricos y económicos que dependen de la condición del campo, su límite de producción y su costo de rentabilidad.

Actualmente, alrededor del 50 [%] de la producción mundial de hidrocarburos proviene de campos maduros y entre 75 – 80 [%] de la producción acumulada se ha producido de campos de más de 30 años de antigüedad (Stefanescu, 2005). Son yacimientos que han sido clasificados con factores de recuperación basados en el know - how técnico de décadas pasadas.

Dicho lo anterior y tomando en cuenta las etapas de explotación de un campo y la administración moderna de yacimientos (optimizar el valor económico asociado a la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento), admite y evalúa la necesidad de implementar procesos durante la etapa productiva del campo que incluyen sistemas artificiales de producción, recuperación adicional, para cumplir con el objetivo de maximizar el valor económico del campo, esto a modo ilustrativo se representa en la **Figura 2.3**.

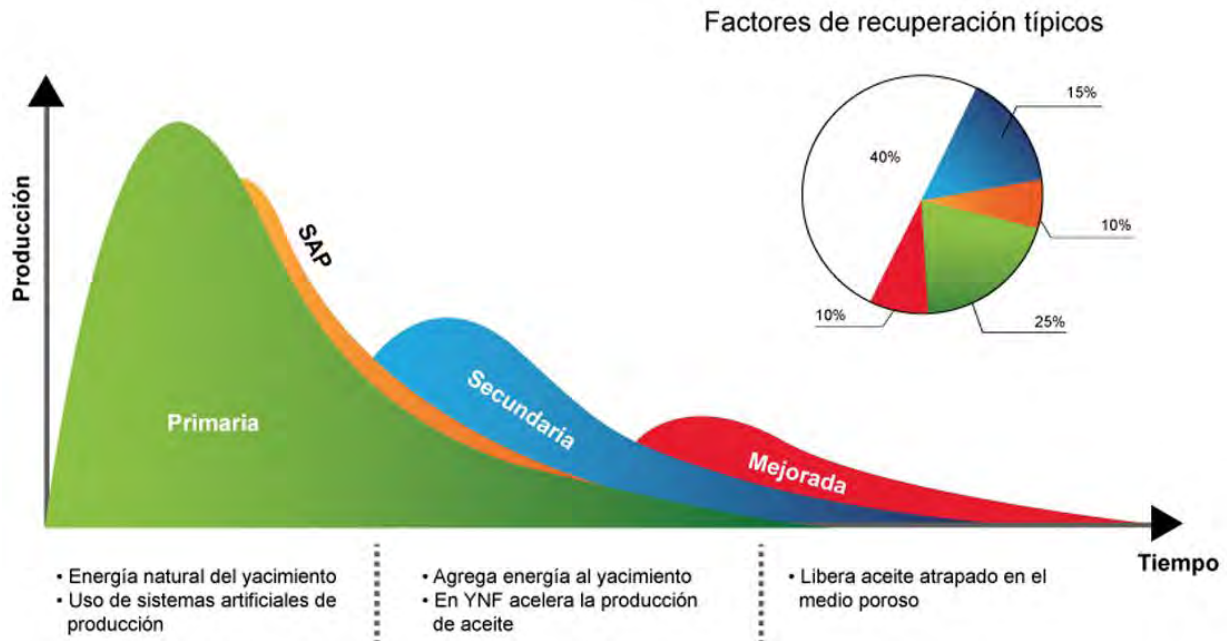


Figura 2.3 Etapas típicas en la explotación de un yacimiento

PEMEX, 2016. SAP: Sistemas Artificiales de Producción

Debido a razones históricas, a través del tiempo se creó un paradigma operativo que prescribía que la explotación de un yacimiento iniciaba con la recuperación primaria (mecanismos naturales de producción como: expansión del sistema roca-fluidos, gas en solución, empuje del acuífero, expansión del casquete de gas asociado, o drene gravitacional o mediante sistemas artificiales de producción), posteriormente, una vez agotada una fracción importante de la energía propia del yacimiento, se continuaba con la recuperación secundaria (métodos para aumentar o mantener la energía natural del yacimiento, al inyectar agua y/o gas bajo condiciones inmiscibles para mantenimiento de presión); y finalmente con la recuperación terciaria (cualquier técnica usada después de la recuperación secundaria).

Dadas las particularidades de algunos de los campos más importantes (yacimientos carbonatados altamente fracturados y vugulares; Chicontepec; aceites extrapesados costa fuera) descritos en el capítulo anterior, y retomando los casos de éxito documentados en el mundo, se debe cuestionar el paradigma de las etapas

cronológicas y sugerir que debe superarse de tal forma que IOR-EOR sea considerado desde etapas tempranas en la explotación de los campos que así lo requieran.

En función de las definiciones, México estaría produciendo de campos maduros entre el 40 – 70 [%] de la producción de aceite, en México proviene de campos maduros, en la **Figura 2.4** se muestra una breve historia de la producción de México.

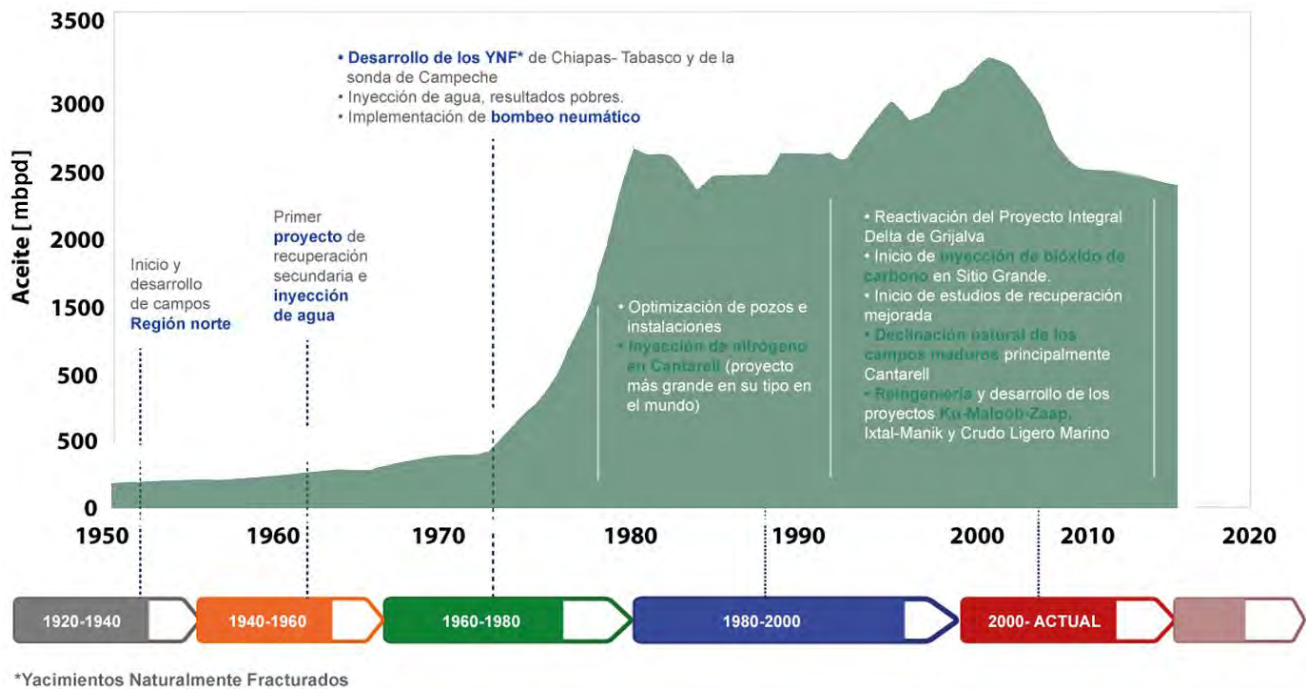


Figura 2.4 Eventos relevantes en la explotación de petróleo en México

PEMEX, 2016

Como se observa en la figura anterior en la década pasada la declinación de la producción por estos campos maduros afectó la tasa de producción y el crecimiento de la misma, sin embargo para la presente década se la logrado atenuar esta abrupta declinación mediante reparaciones mayores, sistemas artificiales, sin embargo la necesidad de implantar un proceso de recuperación adicional en estos campos maduros es más que evidente, por lo que la Recuperación adicional de

hidrocarburos será un factor clave en PEP para disminuir la declinación de la producción e incrementar la recuperación de aceite.

De acuerdo a las proyecciones de producción, el factor de recuperación por explotación primaria se estima alcanzar un valor promedio de 25 [%].

Los recursos asociados a Recuperación Secundaria y Mejorada podrían representar un incremento potencial del factor de recuperación (FR) del 3 [%] al 8 [%], de acuerdo a valores basados en reservas 3P remanentes para yacimientos de baja permeabilidad y crudos pesados y extra pesados; recursos prospectivos para aguas profundas. Reservas potenciales para recuperación secundaria y mejorada basadas en volúmenes originales 3P y factores de recuperación promedio de la industria.

Por esto, PEMEX comenzó a implementar en 2010 una estrategia de recuperación secundaria y mejorada a nivel PEP ya que, con ello, se contribuirá con el cumplimiento de sus metas en reposición de reservas (2P hacia 1P), además de que las tecnologías de Recuperación secundaria y Mejorada darán producción sostenida en el mediano y largo plazo; logrando con ello:

- Impacto en esquemas de explotación: Incremento potencial en factores de recuperación de grandes campos de PEP, primera producción de los proyectos asociados en 5 a 9 años.
- Costo de oportunidad: Grandes volúmenes de aceite remanente bajo esquemas de explotación actuales en los campos maduros, explotación de yacimientos de alta complejidad (crudos extrapesados y yacimientos de baja permeabilidad)
- Escala de los recursos: Las reservas asociadas a la Recuperación Mejorada pueden ser de gran magnitud y apoyarían la plataforma de producción en el largo plazo

2.3. Proyectos de Recuperación Secundaria realizados en México

Independientemente de lo anterior a lo largo de los años se han realizado diversos esfuerzos por incursionar en los procesos de recuperación adicional, tomando experiencia en los procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos, la **Tabla 2.3** muestra la relación de los Proyecto de recuperación secundaria en México.

Tabla 2.3 Relación de proyectos de recuperación secundaria

PEMEX, 2016

Región	Activo	Proyecto	Inicio Inyección	Termino inyección	Fluido de Inyección	Tipo de Roca	Estado
Norte	Poza Rica	Poza Rica	mar-51		Agua	Carbonatos	Operando
		Poza Rica	oct-51	jul-60	Gas Hidrocarburo Inmiscible	Carbonatos	Suspendido
		San Andrés	jul-61	7-Jan	Agua	Carbonatos	Suspendido
		Tamaulipas Constituciones	may-68		Agua	Carbonatos	Operando
		Hallazgo	oct-78	06-jun	Agua	Carbonatos	Suspendido
		Arenque	jun-80		Agua	Carbonatos	Suspendido
		Remolino	feb-82	may-90	Agua	Carbonatos	Suspendido
		Barcodón	nov-88	sep-91	Agua	Carbonatos	Suspendido
Marina Suroeste	Abkatun Pol Chuc	Abkatun/Pol/Chuc	mar-91	6-Dec	Agua	Carbonatos NF	Terminado
		Chuc			Gas Hidrocarburo Inmiscible	Carbonatos NF	Planeación
	Litoral de Tabasco	Bolontiku			Agua	Carbonatos NF	Planeación
		May			Gas Hidrocarburo Inmiscible	Carbonatos NF	Planeación
	Abkatun- Pol- Chuc	Abkatún			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación
		Pol			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación
		Caan			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación

Marina Noreste	Cantarell	Cantarell			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación	
		Akal	sep-98		Gas Hidrocarburo Inmiscible	Carbonatos NF	Operando	
		Akal	may-00		N2 Inmiscible	Carbonatos NF	Operando	
		Ek-Balam	06-jun		Agua	Arenas	Operando	
	Ku Maloob Zaap	Ku Maloob Zaap			N2 Inmiscible	Carbonatos NF	Planeación	
		Ku			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Operando	
Región Sur	Bellota Jujo	El Golpe	nov-70	feb-98	Agua	Arenas	Suspendido	
		La Venta	may-74	Jan-92	Agua	Arenas	Suspendido	
	Cinco presidentes	Cinco Presidentes	Dec-76			Agua	Arenas	Operando
		Cuichapa	jul-77			Agua	Arenas	Operando
		Sanchez Magallanes	jul-78	jun-06		Agua	Arenas	Suspendido
		San Ramón	jul-78	mar-03		Agua	Arenas	Suspendido
		Rodador	jul-78	feb-01		Agua	Arenas	Suspendido
		Bacal	mar-80	Dec-07		Agua	Arenas	Suspendido
		Puente	mar-79	Apr-89		Agua	Arenas	Suspendido
	Muspac	Otates	mar-83	may-06		Agua	Arenas	Suspendido
		Ogarrio	Jan-84	Dec-06		Agua	Arenas	Suspendido
		Moloacan	Jan-91	nov-98		Agua	Arenas	Suspendido
		Sitio Grande	jun-77			Agua	Carbonatos NF	Operando
		Cactus	sep-78			Agua	Carbonatos NF	Operando
	Samaria-luna	Sitio Grande	jun-77			Agua	Carbonatos NF	Operando
Artesa		mar-79	Dec-83		Agua	Carbonatos NF	Suspendido	
A J Bermudez (Cunduacán)		oct-77			Agua	Carbonatos NF	Operando	
Samaria Luna	A J Bermudez (Oxiacaque)	nov-06			Gas Hidrocarburo Inmiscible	Carbonatos NF	Operando	
	A J Bermudez (Samaria)	oct-77			Agua	Carbonatos NF	Operando	
	A J Bermudez (Cunduacán)	jul-08			N2 Inmiscible	Carbonatos NF	Operando	

	A J Bermudez (Oxiacaque)	jul-08	N ₂ Inmiscible	Carbonatos NF	Operando
Bellota-Jujo	Jujo Tecominoacán	Dec-07	N ₂ Inmiscible	Carbonatos NF	Operando

Así mismo los esfuerzos en materia de estudios, aplicación de tecnología han sido extendidos hacia procesos de doble de desplazamiento, la **Tabla 2.4** muestra la relación de proyectos de recuperación secundaria mediante la técnica de doble desplazamiento.

Tabla 2.4 Relación de proyectos de recuperación secundaria mediante la técnica de doble desplazamiento

PEMEX, 2016

Región	Activo	Proyecto	Inicio Inyección	Termino inyección	Fluido de Inyección	Tipo de Roca	Estado
Región Marina Suroeste		Abkatún			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación
	Abkatun-Pol- Chuc	Chuc	jul-05	jul-05	Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Suspendido
		Caan			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación
Región Marina Noroeste	Ku-Maloob-Zaap	Ku			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación
	Cantarell	Cantarell			Gas Hidrocarburo	Carbonatos NF	Planeación

2.4. Proyectos de recuperación mejorada realizados en México

Dentro de los proyectos de Recuperación mejorada en los que México ha incursionado, se encuentran los contenidos en la **Tabla 2.5**.

Tabla 2.5 Relación de proyectos de Recuperación Mejorada

PEMEX, 2016

Región	Activo	Proyecto	Inicio Inyección	Termino inyección	Fluido de Inyección	Tipo de Roca	Estado
Región Sur	Muspac	Artesa	nov-00	Jan-05	CO ₂ Miscible	Carbonatos NF	Suspendido
		Sitio Grande	Jan-05		CO ₂ Miscible	Carbonatos NF	Operando
		Brillante			CO ₂ Miscible	Arena	Planeación
	Cinco Presidentes	Rabasa			CO ₂ Miscible	Arena	Planeación
		Los Soldados			CO ₂ Miscible	Arena	Planeación

2.5. Problemática actual en la aplicación de los procesos de recuperación adicional

A través de la experiencia (aunque limitada) en PEMEX, se han identificado y trabajado sobre diversos problemas que se han presentado principalmente en la inyección de agua, identificando los siguientes:

- Gran parte de los campos en México tienen una producción excesiva de agua (Samaria, Jujo - Tecominoacán, etc.)
- Los pozos marinos se cierran con bajos cortes de agua
- Continuos problemas de canalización y/o conificación de agua
- Presencia de zonas asiladas que no son barridas por el agua
- Requerimientos de infraestructura para la deshidratación y baja imbibición

A la fecha, la explotación de los yacimientos ha sido mediante procesos naturales de producción, procesos de inyección de agua y a algunos procesos de mantenimiento de presión.

El factor promedio actual (Gil, 2006) en yacimientos fracturados es del orden de 28 [%] y el final esperado es del 38 [%]; en yacimientos no fracturados el Fr promedio actual es 8 [%] y el final esperado es del 11 [%], muy por debajo de los promedios mundiales, aunque la certidumbre de la existencia de los volúmenes de aceite remanente es alta.

La **Figura 2.5** muestra los volúmenes originales y acumulativos por tipo de yacimiento, en donde se observa que en el subsuelo aún hay un porcentaje considerable de reserva para producir.

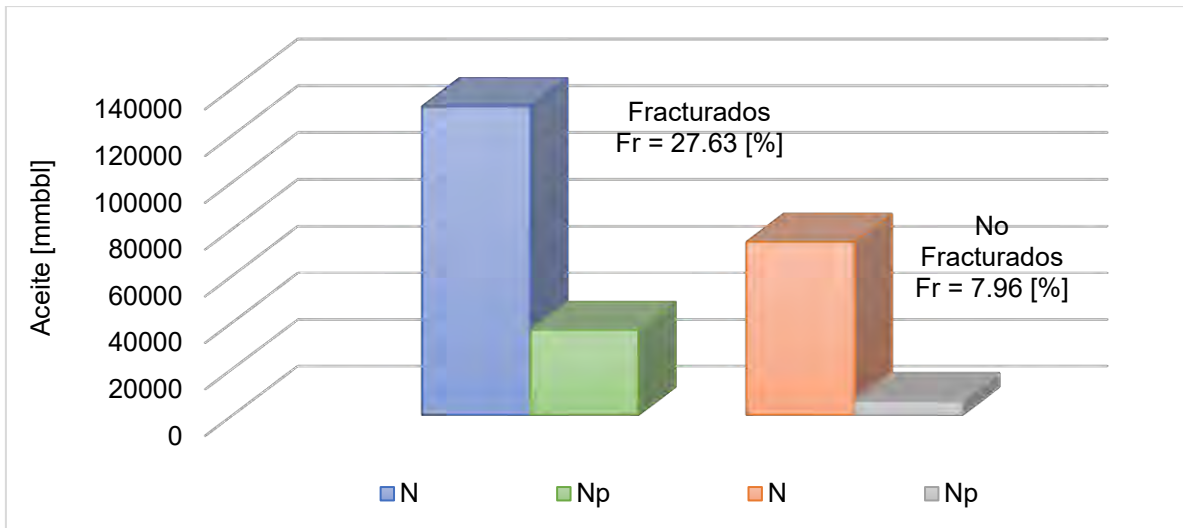


Figura 2.5 Factores de recuperación actual en México

PEMEX, reservas 2P, 2016

Dentro de los problemas que se tienen en México para la implantación de algún proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, se pueden mencionar:

- Baja porosidad de la matriz
- Mojabilidad de la roca preferente al aceite
- Flujo preferencial de los fluidos inyectados a través de las fracturas
- Conificación de los fluidos
- Digitación y canalización de los fluidos inyectados
- Zonas productivas aisladas

2.6. Retos y oportunidades para la masificación de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos

Dentro de los retos para la masificación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos destacan:

Incremento del Factor de Recuperación de Aceite: Las tecnologías de procesos de recuperación mejorada para yacimientos naturalmente fracturados están actualmente limitadas y deben ser adaptadas o desarrolladas para su aplicación en los campos de México.

Por consiguiente, las oportunidades son:

Yacimientos maduros naturalmente fracturados:

- Adaptación y aplicación de procesos de EOR en yacimientos con flujo de fluidos gravitacionalmente segregados en el sistema de fracturas.
- Desarrollo y aplicación de procesos de EOR en las zonas invadidas por agua y por gas con importantes volúmenes remanentes de aceite.

- Liderazgo internacional en procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.

Yacimientos maduros de arenas

- Aplicación de procesos de EOR para incrementar el factor de recuperación de aceite en cuando menos un 10% del volumen original.

Yacimientos de aceite pesado y extra-pesado

- Implementar procesos para acelerar e incrementar la recuperación de la reserva de aceite.

Una de las preguntas claves para la aplicación del IOR-EOR es identificar los candidatos con los que se debe iniciar los primeros pilotos para ver la aplicabilidad de los métodos en campo; así como identificar si es más viable conseguir un 5% de recuperación adicional de los campos Akal y Ku, o 20 [%] de campos de menor magnitud.

Para ello de los proyectos antes mencionados se han identificado los campos prioritarios en total son 19, su campo análogo y el tipo de tecnología a probar, lo anterior se muestra en la **Figura 2.6**.

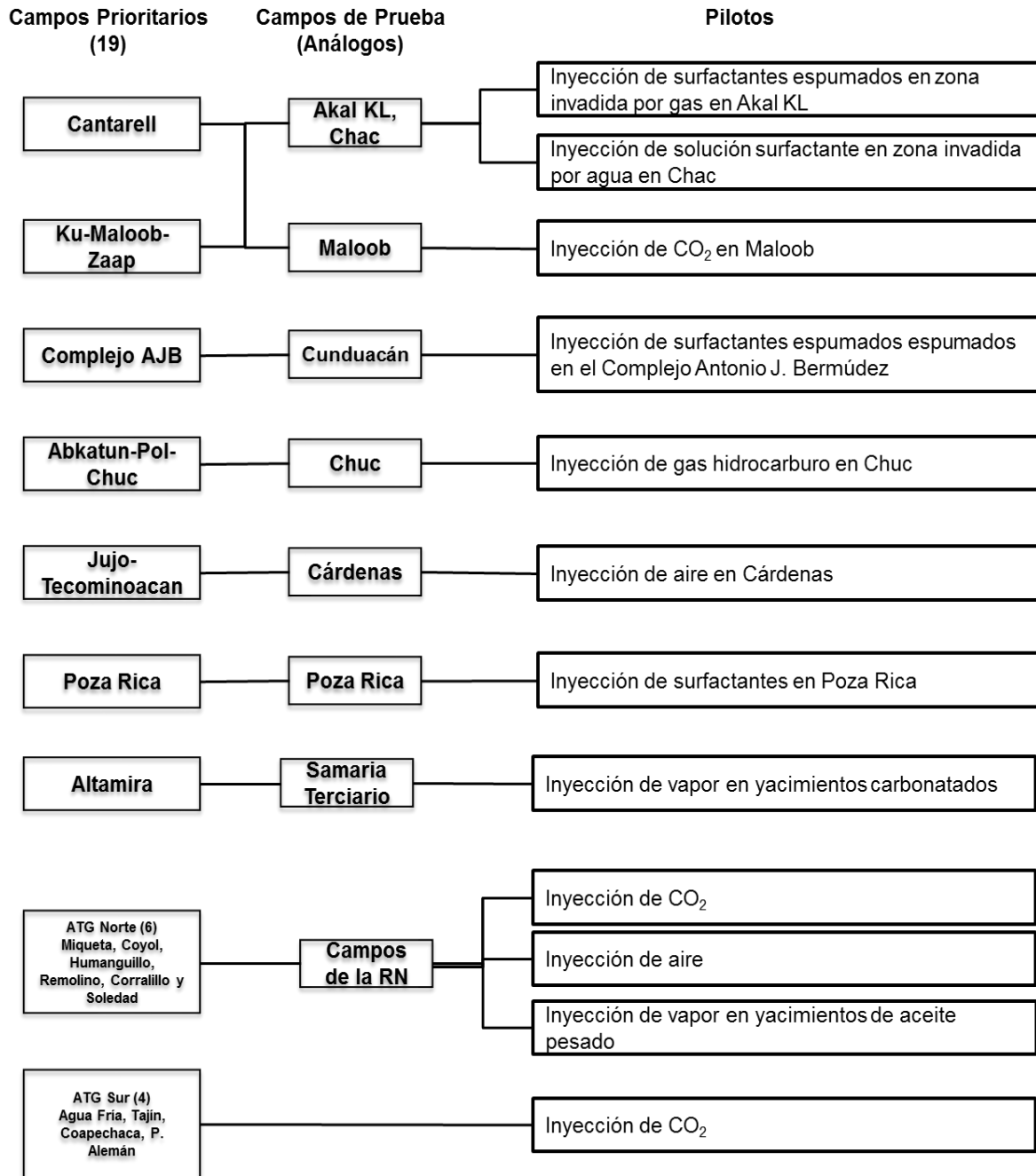


Figura 2.6 Campos Prioritarios para la aplicación de un proceso de recuperación adicional

PEMEX, 2016

3. Mecanismos de ajuste de las regalías adicionales en México

3.1. Antecedentes

México, a pesar de ser un país productor de petróleo con un largo historial, no cuenta ni nunca ha contado con una verdadera legislación petrolera (oil and gas taxation), tal vez porque al tener desde hace 76 años un solo contribuyente cautivo, el régimen fiscal mexicano se contenía desde 1960 en un solitario artículo de la Ley de Ingresos de la Federación de cada ejercicio fiscal.

Sin embargo, en México esto cambió al entrar a jugar en las ligas mayores de la legislación petrolera.

El pasado 30 de abril de 2013 el Ejecutivo federal presentó ante el Senado de la República nueve iniciativas de diferentes leyes secundarias, que derivan de la reforma constitucional en materia de energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 20 de diciembre de 2013.

Para el año 2014 se publican: Las iniciativas de Ley de Ingresos de Hidrocarburos, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo (FOMEX) y Ley Federal del Presupuesto fueron remitidas a la Cámara de Diputados, ya que es conveniente recordar que en materia fiscal es siempre cámara de origen obligatoria, de acuerdo a lo dispuesto al artículo 72, Inciso H de la Constitución.

Es en estas leyes secundarias en donde se establecen las agencias gubernamentales, los regímenes fiscales y el rol que jugará Petróleos Mexicanos (PEMEX) y demás compañías que presenten propuesta en las licitaciones, lo anterior, puede resumirse, como se muestra en la **Figura 3.1**.



Figura 3.1 Reforma energética en México

Es de señalar la importante relación que guardarán entre sí.

3.2. Ley de hidrocarburos (LH)

Regulará los contratos petroleros, así como todos los aspectos sustantivos sobre las nuevas formas de desarrollar toda la cadena productiva de los hidrocarburos en nuestro país, en sus diversas actividades:

- Reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción ('upstream').
- Transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de los diferentes hidrocarburos ('midstream').
- Tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural ('downstream').

3.3. Ley de Ingresos sobre hidrocarburos (LISH)

Preverá los esquemas de ingresos que obtendrá el Estado mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción, las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, las atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como diversas obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de las contraprestaciones de los contratos y de sus ingresos, para que toda la información se encuentre al alcance de los ciudadanos.

3.3.1. Disposiciones generales

El Estado Mexicano percibirá ingresos por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos conforme a lo siguiente:

- I. Por Contrato, las Contraprestaciones establecidas a favor del Estado en cada Contrato de conformidad con esta Ley
- II. Por Asignación, los derechos a que se refiere el Título Tercero de esta Ley
- III. El impuesto sobre la renta que causen los Contratistas y Asignatarios por las actividades que realicen en virtud de un Contrato o una Asignación.

Los ingresos a que se refieren las fracciones I y II de este artículo serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo, conforme a lo señalado en esta Ley, en cada Contrato.

Para los efectos de esta Ley, serán aplicables, en singular o plural, las definiciones contenidas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, así como las siguientes:

Comercializador: aquel que contrate la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a solicitud del Fondo Mexicano del Petróleo, para que preste a la Nación el servicio de comercialización de Hidrocarburos que reciba el Estado como resultado de un Contrato.

Cuota Contractual para la Fase Exploratoria: la Contraprestación que se establece conforme al artículo 23 de esta Ley.

Límite de Recuperación de Costos: el resultado de multiplicar el Porcentaje de Recuperación de Costos por el Valor Contractual de los Hidrocarburos. El producto de dicha multiplicación determinará la proporción máxima del Valor Contractual de los Hidrocarburos que podrá destinarse en cada Periodo a la recuperación de costos.

Mecanismo de Ajuste: fórmula que establece la Secretaría en cada Contrato, que, a partir de la rentabilidad en cada Periodo del Contratista, aumenta las Contraprestaciones a favor del Estado, mediante la modificación de alguno de los parámetros que determinan las Contraprestaciones del Contrato. La aplicación del Mecanismo de Ajuste tiene el propósito de que el Estado Mexicano capture la rentabilidad extraordinaria que, en su caso, se genere por el Contrato; **modelo progresivo.**

Porcentaje de Recuperación de Costos: un porcentaje que la Secretaría fijará en las bases de licitación, así como en la migración de áreas bajo Asignación a los

esquemas de Contrato, para cada Contrato que contemple la recuperación de costos.

Precio Contractual de los Condensados: el Precio de los Condensados producidos en el Área Contractual, en dólares de los Estados Unidos de América por Barril, que se determina cada Periodo en el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en el artículo 25 de esta Ley, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato.

Precio Contractual del Gas Natural: el Precio del Gas Natural producido en el Área Contractual, en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, que se determina cada Periodo en el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en el artículo 25 de esta Ley, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato.

Precio Contractual del Petróleo: el Precio del Petróleo producido en el Área Contractual, en dólares de los Estados Unidos de América por Barril, que se determina cada Periodo en el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en el artículo 25 de esta Ley, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato.

Regalía: Contraprestación a favor del Estado Mexicano determinada en función del Valor Contractual del Gas Natural, del Valor Contractual de los Condensados o del Valor Contractual del Petróleo, conforme a lo señalado en el artículo 24 de esta Ley.

Utilidad Operativa: el resultado de disminuir al Valor Contractual de los Hidrocarburos los conceptos que se especifican en esta Ley para cada uno de los tipos de Contrato contemplados en la misma, que corresponda en cada Periodo.

Valor Contractual de los Hidrocarburos: la suma del Valor Contractual del Petróleo, el Valor Contractual del Gas Natural y el Valor Contractual de los Condensados.

3.3.2. Contraprestaciones de los contratos

El pago al Estado Mexicano de las Contraprestaciones que se establezcan en los Contratos no exime a los Contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria establecidas en la Ley del Impuesto sobre la Renta y demás disposiciones fiscales.

Dentro de los primeros 15 días naturales de cada año, un reporte que establezca los rangos de valores de los términos económicos que considerará para incluir en las bases de licitación del año correspondiente.

La Secretaría únicamente podrá considerar valores fuera de estos rangos cuando las condiciones de los mercados y de la industria se hayan modificado, lo cual deberá justificar en un alcance al reporte anual.

3.3.2.1. Contraprestaciones en los contratos de Licencia

Los Contratos de licencia establecerán las siguientes Contraprestaciones:

- a) A favor del Estado:
 - I. Un bono a la firma.
 - II. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.
 - III. Las Regalías, determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y

IV. Una Contraprestación que se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos.

b) A favor del Contratista, la transmisión onerosa de los Hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se encuentre al corriente en el cumplimiento de las obligaciones señaladas en el apartado A anterior.

El bono a la firma a que se refiere la fracción I del apartado A, será determinado por la Secretaría para cada Contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación o en los Contratos que sean resultado de una migración. Dicho bono será pagado en efectivo por el Contratista al Estado Mexicano a través del Fondo Mexicano del Petróleo.

En la migración de áreas bajo Asignación al esquema de Contrato de licencia en términos de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría determinará los términos económicos a que se refiere el apartado A del artículo 6 de esta Ley, cuidando que los ingresos a través del tiempo para el Estado no sean inferiores a los que se hubieran obtenido bajo la Asignación original.

La rentabilidad extraordinaria que en su caso se genere por la Extracción de los Hidrocarburos, la tasa a que se refiere la fracción IV del apartado A, será modificada a través del Mecanismo de Ajuste. Lo anterior se resume en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Contraprestaciones en los contratos de Licencia

3.3.2.2. Contraprestaciones en los contratos de utilidad y de producción compartida

Los Contratos de utilidad compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

- I. A favor del Estado Mexicano:
 - a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.
 - b) Las Regalías determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y
 - c) Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa.

II. A favor del Contratista:

a) La recuperación de los costos.

b) Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado señalada en el inciso c) de la fracción I anterior.

En los Contratos de utilidad compartida, los Contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo.

Los Contratos de producción compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

I. A favor del Estado Mexicano:

a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.

b) Las Regalías determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y

c) Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa.

II. A favor del Contratista:

a) La recuperación de los costos, sujeto a lo establecido en el artículo 16, y

- b) Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa.

En los Contratos de producción compartida se podrá optar por no incluir la Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos, sin perjuicio de las obligaciones sobre su registro en términos del Contrato.

la recuperación de costos a que se refieren los artículos 11, fracción II, inciso a), y 12, fracción II, inciso a), de esta Ley, será el monto equivalente a los costos, gastos e inversiones reconocidos conforme a los lineamientos que para tal efecto emita la Secretaría. En cada Periodo, esta Contraprestación no podrá ser mayor al Límite de Recuperación de Costos.

Los costos, gastos e inversiones reconocidos que no sean pagados en la Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos por consecuencia de la aplicación del Límite de Recuperación de Costos en el Periodo de que se trate, se trasladarán para ser incluidos en la Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos de Periodos subsecuentes. Lo anterior se resume en la **Figura 3.3**.

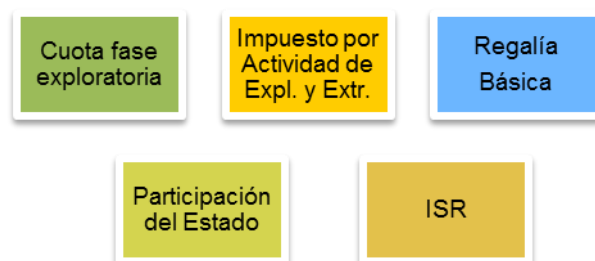


Figura 3.3 Contraprestaciones en los contratos de producción compartida

3.3.2.3. Contraprestaciones en los contratos de servicios

En los Contratos de servicios de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los Contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Estado y las Contraprestaciones a favor del Contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada Contrato considerando los estándares o usos de la industria.

3.3.2.4. Contraprestaciones derivadas de los ingresos de asignaciones

Los Asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 65% (la cual es variable en tiempo) a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los Hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, serán deducibles los siguientes conceptos:

I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen.

II. El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio.

III. El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades al amparo de la Asignación, como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de Almacenamiento, en cada ejercicio

IV. Los costos y gastos, considerándose para tales efectos las erogaciones necesarias para la extracción de los yacimientos de Petróleo o Gas Natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera Mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren las fracciones I, II y III de este artículo. Los únicos costos y gastos que se podrán deducir serán los de Exploración, transportación o entrega de los Hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago, y

V. El derecho de extracción de hidrocarburos señalado en el artículo 44 de la presente Ley, efectivamente pagado durante el periodo que corresponda.

El Asignatario establecerá un registro de los costos y gastos de la Exploración y Extracción por cada campo de Extracción de Hidrocarburos, así como de los tipos específicos de Hidrocarburos que se obtengan, en la **Figura 3.4**, se muestran las contraprestaciones a las que estarán sujetas ñas asignaciones petroleras.

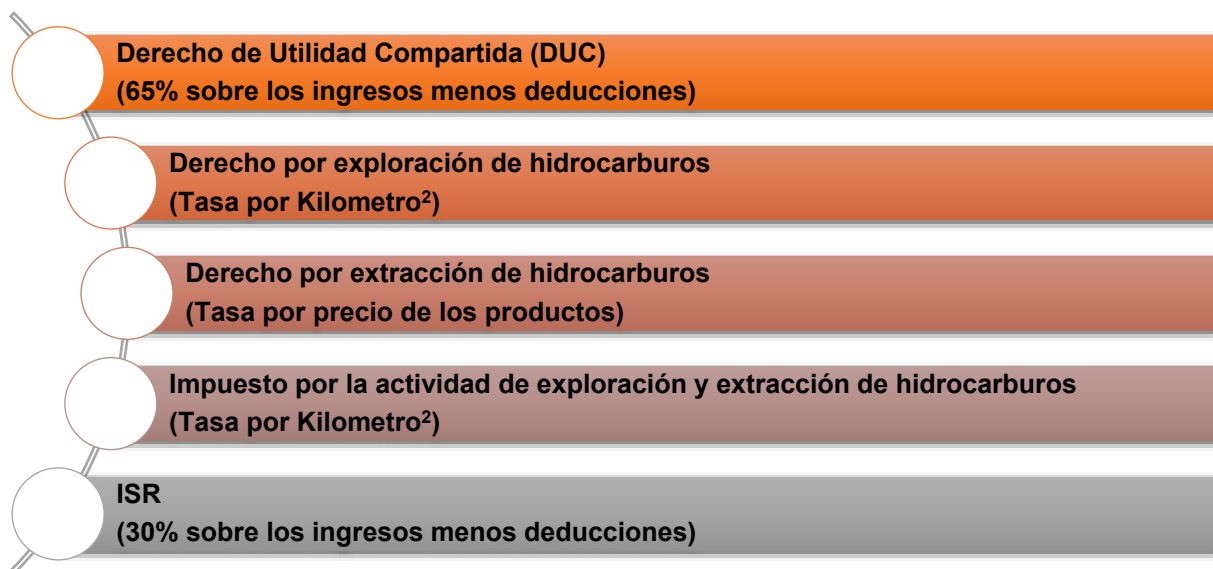


Figura 3.4 Modelo fiscal de asignaciones en México

3.4. Ley de Petróleos Mexicanos (LPM)

Tendrá por objeto establecer la organización, funcionamiento y evaluación de la futura empresa productiva del Estado (EPE), su régimen especial y el de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.

El análisis conjunto de las leyes citadas en el párrafo anterior permitirá entender de manera cabal e integral la fiscalidad petrolera y los sectores que la componen.

3.5. La LISH y el régimen fiscal de los contratos

Los contratos se adjudicarán mediante licitación pública a quien otorgue las mejores condiciones para el Estado. Todos los ingresos por contratos y asignaciones deberán depositarse en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FOMEX). Para las asignaciones de PEMEX, no hay modificaciones substanciales con respecto a su esquema vigente de derechos (Ley Federal de Derechos, Capítulo XII: Hidrocarburos) que se incluirá a partir de 2015 en la LIH.

El dividendo estatal para PEMEX lo determinará anualmente la SHCP y lo aprobará el Congreso. Para los organismos subsidiarios de transformación industrial se elimina el Impuesto sobre Rendimientos Petroleros (IRP) y en adelante se les aplica Impuesto sobre la Renta (ISR). Contiene disposiciones relativas a la transparencia y rendición de cuentas.

3.5.1. Premisas de la LISH para los contratos

3.5.1.1. De las contraprestaciones

La captura de la renta económica en beneficio del Estado generada por las actividades de exploración y extracción. (1) Régimen progresivo: La proporción de ingresos que reciba el Estado deberá aumentar conforme al precio del hidrocarburo y con el tamaño del yacimiento descubierto. (2) Régimen sencillo: El régimen debe contar con pocos componentes, con una estructura similar entre distintos tipos de campos y de hidrocarburos.

3.5.1.2. Variable de adjudicación siempre económica

La variable de adjudicación de los contratos será en todos los casos una única variable de naturaleza económica, atendiendo siempre a maximizar los ingresos. Considerando las circunstancias particulares de cada contrato, la SHCP podrá establecer el valor mínimo que sea aceptable para el Estado, de la variable de adjudicación.

Así, la SHCP podrá optar por incluir en cualquier contrato alguna de las contraprestaciones señaladas en la LISH o una combinación de las mismas. En el caso de una migración de una asignación a un contrato, la SHCP determinará la tasa y la base aplicables a la utilidad operativa:

3.6. Diferencias entre los modelos fiscales en México

En general los modelos fiscales tienen algo en común el cual es la aplicación de un porcentaje de la utilidad operativa, la que se distribuirá conforme a los porcentajes establecidos en el contrato.

En un contrato de utilidad compartida: el contratista entregará la totalidad de la producción al comercializador convenido, quien a su vez entregará los ingresos producto de la comercialización al FOMEX, para su posterior distribución conforme al contrato respectivo.

En un contrato de producción compartida: las contraprestaciones se calcularán en especie, como una proporción de los hidrocarburos producidos. El Estado podrá contratar a un comercializador convenido, quien a su vez comercializará los hidrocarburos conforme al contrato respectivo.

Y en los contratos de servicios: los contratistas entregarán la totalidad de la producción al Estado y sus contraprestaciones serán siempre en efectivo, de acuerdo con los estándares o usos de la industria, no estando obligados a cubrir regalías ni la cuota contractual para la fase exploratoria. Basado en lo anterior la **Tabla 3.1** resume las diferencias entre los modelos fiscales aplicados en México:

Tabla 3.1 Diferencias en los modelos fiscales en México

Contrato de Producción Compartida	Contrato de Licencia
<ul style="list-style-type: none"> • Considera contraprestaciones sobre utilidad operativa • Se considera la recuperación de costos • Mecanismo de ajuste con base en rentabilidad • Adjudicación de la licitación por participación de Estado en la producción compartida 	<ul style="list-style-type: none"> • Considera contraprestaciones sobre utilidad bruta • No considera la recuperación de costos • Mecanismo de ajuste con base en volumen de producción y de precios • Adjudicación de la licitación por regalía adicional

3.7. Licitaciones petroleras en México

Para llevar a cabo lo que ha sido la licitación de campos petroleros en México, en el año 2013 se realiza la Reforma Energética, en donde se realizaron y aprobaron algunos cambios a la Constitución Política de México, para el año 2014 se dieron a conocer las leyes secundarias y por consiguiente los regímenes fiscales a los que estarían sujetos los campos petroleros mexicanos a licitar.

Finalmente, entre los años 2014 - 2016 se llevaron a cabo las licitaciones comenzando con la ronda 0 (cero) o ronda de asignaciones, para proseguir (ronda 1) con las licitaciones de las áreas exploratorias, aguas someras, campos terrestres, aguas profundas, dicho lo anterior, en los siguientes apartados se mostrará un breve resumen de los tipos de contratos, de las áreas licitadas y de las regalías adicionales de las licitaciones petroleras en México.

Entre los meses de junio y julio de 2017 la CNH estará recibiendo las propuestas para la licitación de áreas de ronda 2.

3.7.1. Contrato de producción compartida

3.7.1.1. Definición

El objeto del presente Contrato es la realización de las Actividades Petroleras, bajo la modalidad de contratación de producción compartida, por parte del Contratista dentro del Área Contractual, a su exclusivo costo y riesgo, de conformidad con la Normatividad Aplicable, las Mejores Prácticas de la Industria y los términos y condiciones del presente Contrato, a cambio de recibir las Contraprestaciones a favor del Contratista previstas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los Costos y proveerá todo el personal, tecnología, Materiales y financiamiento necesarios para la realización de las Actividades Petroleras.

El operador petrolero tendrá el derecho exclusivo de conducir las Actividades Petroleras en el Área Contractual, sujeto a lo establecido en el presente Contrato, y en la Normatividad Aplicable. La CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) no hace ninguna declaración ni garantía de ningún tipo respecto al Área Contractual y cada una de las Empresas Participantes reconoce que no ha recibido ninguna garantía por parte de ninguna Autoridad Gubernamental.

3.7.1.2. Contraprestación del estado

Las contraprestaciones del Estado para cualquier mes estarán integradas por:

- La cuota contractual para la fase exploratoria
- Las regalías
- El porcentaje de la utilidad operativa para el mes de que se trate, mismo que será ajustado de conformidad con el mecanismo de ajuste.

3.7.1.3. Contraprestación del contratista

La contraprestación del contratista, para el mes de que se trate, está compuesta de:

- La Recuperación de Costos (sujeto al límite de recuperación de costos)
- El porcentaje remanente de la utilidad operativa en dicho mes, después del pago del porcentaje de la utilidad operativa que le corresponde al Estado, conforme al punto tres de las contraprestaciones para el Estado.

3.7.1.4. Límite de costos recuperables

En ningún mes durante la vigencia del presente contrato, la porción de la contraprestación del contratista relativa a la recuperación de los costos recuperables podrá ser superior al límite de recuperación de costos.

3.7.1.5. Cálculo de las contraprestaciones

Corresponderá al fondo realizar el cálculo de la contraprestación del Estado y la contraprestación del contratista que corresponda para cada mes conforme al presente contrato respecto de los hidrocarburos obtenidos en la producción de cualquier prueba para determinar las características del yacimiento y los caudales de producción, así como aquellos hidrocarburos obtenidos a partir del inicio de la producción comercial regular con base en la información sobre producción, calidad y otros datos que reciba del contratista y de la CNH.

3.7.1.6. Procedimientos para determinar las contraprestaciones del estado

La **utilidad operativa** se determinará para cada periodo, siendo el resultado de restar al valor que resulte de la suma del valor contractual de los hidrocarburos y otros ingresos, la recuperación de costos y las regalías efectivamente pagadas al estado, se determinará con la **Ecuación 3.1**.

$$UO_t = VCH_t + IA_t - CR_t - R_t \quad 3.1$$

Donde:

UO_t = Utilidad operativa en el período t .

IA_t = Los ingresos adicionales.

VCH_t = Valor contractual de los hidrocarburos en el período t .

CR_t = Recuperación de costos en el período t .

R_t = Regalías efectivamente pagadas al estado en el período t .

Los ingresos adicionales a los que se refiere la Ecuación 3.1, serán aquellos que el contratista reciba por la prestación de servicios a terceros conforme o por la venta o disposición de subproductos, se considerarán como ingresos del contrato. El Contratista será responsable de registrar la información y documentación

La contraprestación como porcentaje de la utilidad operativa estará definida como:

- El Estado recibirá un porcentaje de la utilidad operativa para el mes de que se trate.
- El Contratista recibirá el porcentaje remanente de la utilidad operativa en dicho mes, después del pago del porcentaje de la utilidad operativa en especie que le corresponde al Estado y que se entrega al comercializador.
- Los porcentajes establecidos serán ajustados de conformidad con el mecanismo de ajuste establecido por la **Ecuación 3.2**.

$$SG_t = 100 \% - SCA_t \quad 3.2$$

Donde:

SG_t = Porcentaje de utilidad operativa que reciba del Estado para el período t .

SCA_t = Porcentaje ajustado de utilidad operativa que reciba el contratista para el período t .

El porcentaje ajustado de utilidad operativa que reciba el contratista para el período t (SCA_t) se calculará de la siguiente forma:

- Cuando la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el período inmediato anterior al que se trate (MRO_{t-1}) sea menor al valor U_1 , el porcentaje de utilidad operativa que reciba será SC_1 .
- Cuando el valor de la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el período inmediato anterior al que se trate (MRO_{t-1}) se encuentre entre U_1 y U_2 , el porcentaje de utilidad operativa que reciba el contratista, $SCAt$, se determinará conforme a la **Ecuación 3.3**:

$$SCA_t = SC_1 - (SC_1 - SC_2) \left(\frac{MRO_{t-1} - U_1}{U_2 - U_1} \right) \quad 3.3$$

Donde:

$SCAt$ = Porcentaje ajustado de utilidad operativa que recibe el contratista en el período t .

SC_1 = Porcentaje ajustado de utilidad operativa que recibe el contratista al inicio de la vigencia del contrato.

SC_2 = Porcentaje mínimo de utilidad operativa que recibe el contratista equivalente a multiplicar SC_1 por un factor de 0.25.

MRO_{t-1} = Métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista en el Período $t-1$.

$U_1 = 25$ [%]

$U_2 = 40$ [%]

- Cuando la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el período inmediato anterior al que se trate (MRO_{t-1}) sea mayor al valor U_2 , el porcentaje de utilidad operativa que reciba el contratista será SC_2 .

El resultado operativo del contratista para cada período consistirá en la suma de las contraprestaciones que le correspondan al en el período, incluyendo los ingresos adicionales, menos el monto equivalente de los costos registrados en el mismo período.

Para calcular el resultado operativo del contratista, los costos contemplados en el programa mínimo de trabajo y en el incremento del programa mínimo se multiplicarán por un factor igual a 3 de conformidad con la **Ecuación 3.4**.

$$ROC_t = UO_t \times SCA_t + CR_t - C_t - 3 \times PM_t \quad 3.4$$

Donde:

ROC_t = Resultado operativo del contratista en el período t .

UO_t = Utilidad operativa en el período t .

SCA_t = Participación del contratista en el período t determinada con base en el mecanismo de ajuste.

CR_t = Costos reconocidos recuperados en el período t .

C_t = Costos elegibles registrados en el mismo período, distintos de aquellos contemplados en el programa mínimo de trabajo y en el incremento del programa mínimo.

PM_t = Costos elegibles registrados en el mismo y que son contemplados en el en el programa mínimo de trabajo y en el incremento del programa mínimo.

El monto de las **Regalías** se determinará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al valor contractual del petróleo, al valor contractual del gas natural y al valor contractual de los condensados producidos en

el período. En el caso del gas natural, el monto de regalías se determinará por separado según se trate de gas natural (metano) o de cada uno de otros sus componentes (etano, propano y butano) considerando la tasa y el valor contractual que a cada uno corresponda, determinados con base en el precio contractual y el volumen de cada uno de los productos mencionados.

El mecanismo para la determinación de las Regalías será ajustado cada año en el mes de enero considerando la primera publicación de variación anual observada en el mes de diciembre del año previo (en adelante π_{n-1}) del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya, tomando el año 2015 como año base, realizando el primer ajuste en la segunda quincena del mes de enero del 2016.

Para este caso, se muestra solo el mecanismo para el cálculo de las regalías por petróleo. El proceso para determinar los montos a pagar será el siguiente:

Cuando el precio contractual del petróleo sea inferior a A_n , se le aplicará una tasa del 7.5 [%]. Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro A_n se realizará anualmente de acuerdo a la **Ecuación 3.5**.

$$A_n = A_{n-1} * (1 + \pi_{n-1}) \quad 3.5$$

Donde A_n toma valores desde el año base hasta el último año en el que haya referencia, $A_0 = 48 \text{ USD}bbl$ en el año base y n indica el año correspondiente.

Cuando el precio contractual del petróleo sea mayor o igual a A_n , se aplicará la **Ecuación 3.6**.

$$Tase = [(B_n * \text{precio contractual del petróleo}) + 1.5] [\%] \quad 3.6$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro B_n se realizará anualmente de acuerdo con la **Ecuación 3.7**.

$$B_n = \frac{B_{n-1}}{1 + \pi_{n-1}} \quad 3.7$$

Donde:

B_n toma valores desde el año base hasta el último año en el que haya referencia, $B_0=0.125$ en el año base y n indica el año correspondiente.

El pago mensual de la cuota contractual para la **fase exploratoria** en favor del Estado Mexicano por la parte del área contractual que no cuente con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, se realizará en efectivo de conformidad con las siguientes cuotas:

- Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato: 1,150 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.
- A partir del mes 61 de vigencia del contrato y hasta la terminación de su vigencia: 2,750 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

Los valores para las cuotas mensuales se actualizarán cada año, de conformidad con la normatividad aplicable, el primero de enero de cada año, considerando el período comprendido desde el décimo tercer mes inmediato anterior y hasta el último mes anterior a aquél en que se efectúa la actualización, aplicándoles el factor de actualización que resulte de dividir el índice nacional de precios al consumidor del mes inmediato anterior al más reciente del período, entre el índice nacional de

precios al consumidor correspondiente al mes anterior al más antiguo del período, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía o en su caso el que lo sustituya.

3.7.2. Contrato de licencia

3.7.2.1. Definición

El objeto del presente contrato es la realización de las actividades petroleras, bajo la modalidad de contratación de licencia en virtud de lo cual se otorga al contratista el derecho de extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad del Estado en el área contractual, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del presente contrato.

El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, siempre que, conforme a los términos del contrato, se encuentre al corriente en el pago de las contraprestaciones del Estado.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las actividades petroleras. El contratista tendrá el derecho exclusivo de conducir las actividades petroleras en el área contractual, sujeto a lo establecido en el presente contrato y en la normatividad aplicable.

3.7.2.2. Contraprestación del estado

Las Contraprestaciones del Estado estarán integradas por:

- La cuota contractual para la fase exploratoria, la cual será aplicable durante el período de evaluación
- Las regalías
- El porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el mes de que se trate, mismo que será ajustado de conformidad con el mecanismo de ajuste.

3.7.2.3. Contraprestación del contratista

La contraprestación del contratista, para el mes de que se trate corresponderá a la transmisión onerosa de los hidrocarburos netos en dicho mes siempre que, conforme a lo establecido en el contrato, el contratista esté al corriente en el pago de las contraprestaciones del Estado, que se hayan generado a partir de la fecha efectiva y hasta el mes inmediato anterior.

3.7.2.4. Cálculo de las contraprestaciones

Corresponderá al fondo realizar el cálculo de la contraprestación del Estado y la contraprestación del contratista que corresponda para cada mes conforme al presente contrato respecto de los hidrocarburos obtenidos en la producción de cualquier prueba para determinar las características del yacimiento y los caudales

de producción, así como aquellos hidrocarburos obtenidos a partir del inicio de la producción comercial regular con base en la información sobre producción, calidad y otros datos que reciba del contratista y de la CNH.

3.7.2.5. Procedimientos para determinar las contraprestaciones del estado

El monto de **las Regalías** se determinará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al valor contractual del petróleo, al valor contractual del gas natural y al valor contractual de los condensados producidos en el período.

En el caso del gas natural, el monto de regalías se determinará por separado según se trate de gas natural (metano) o de cada uno de sus líquidos (etano, propano y butano) considerando la tasa y el valor contractual que a cada uno corresponda, determinados con base en el precio contractual y el volumen de cada uno de los productos mencionados.

El mecanismo para la determinación de las Regalías será ajustado cada año en el mes de enero considerando la primera publicación de variación anual observada en el mes de diciembre del año previo (en adelante π_{n-1}) del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya, tomando el año 2015 como año base, realizando el primer ajuste al momento de la suscripción de este contrato considerando la variación anual observada para el mes de diciembre de 2015, publicada en la segunda quincena del Mes de enero de 2016.

Como en el apartado anterior, solo se muestra el procedimiento para el valor contractual del petróleo, para este valor contractual, se le aplicará lo siguiente:

Cuando el precio contractual del petróleo sea inferior a A_n , se aplicará una tasa del 7.5 [%]. Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro A_n se realizará anualmente de acuerdo con la **Ecuación 3.8**.

$$A_n = A_{n-1} * (1 + \pi_{n-1}) \quad 3.8$$

Donde A_n toma valores desde el año base hasta el último año en el que haya referencia, $A_0 = 48 \text{ USD}bbl$ en el año base y n indica el año correspondiente.

Cuando el precio contractual del petróleo sea mayor o igual a A_n , se aplicará la **Ecuación 3.9**.

$$Tase = [(B_n * \text{precio contractual del petróleo}) + 1.5] [\%] \quad 3.9$$

Para ajustar por inflación, la actualización del parámetro B_n se realizará anualmente de acuerdo con la **Ecuación 3.10**.

$$B_n = \frac{B_{n-1}}{1 + \pi_{n-1}} \quad 3.10$$

Donde:

B_n toma valores desde el año base hasta el último año en el que haya referencia, $B_0=0.125$ en el año base y n indica el año correspondiente.

El pago mensual de la cuota contractual para la **fase exploratoria** en favor del Estado Mexicano por la parte del área contractual que no cuente con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, se realizará en efectivo de conformidad con las siguientes cuotas:

- Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato: 1,150 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.
- A partir del mes 61 de vigencia del contrato y hasta la terminación de su vigencia: 2,750 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

Los valores para las cuotas mensuales se actualizarán cada año, de conformidad con la normatividad aplicable, el primero de enero de cada año, considerando el período comprendido desde el décimo tercer mes inmediato anterior y hasta el último mes anterior a aquél en que se efectúa la actualización, aplicándoles el factor de actualización que resulte de dividir el índice nacional de precios al consumidor del mes inmediato anterior al más reciente del período, entre el índice nacional de precios al consumidor correspondiente al mes anterior al más antiguo del período, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía o en su caso el que lo sustituya.

El mecanismo de ajuste aplicable se determinará de la siguiente forma, dependiendo del tipo de hidrocarburo de que se trate. La tasa aplicable para determinar el monto de la contraprestación como porcentaje del **valor contractual del petróleo** y de los condensados que reciba el Estado en cada período, se calculará considerando un factor de ajuste con la

$$TR_{p,t} = M_o + AR_{p,t} \quad 3.11$$

Donde:

$TR_{p,t}$ = Tasa aplicable al valor contractual del petróleo y de los condensados producidos en el área contractual en el período t .

M_0 = Porcentaje mínimo del valor contractual de los hidrocarburos producidos en el área contractual que corresponde al Estado al Inicio de la vigencia del Contrato en porcentaje en términos de lo establecido

$AR_{p,t}$ = Factor de ajuste en el Período t .

El factor de ajuste ($AR_{p,t}$) se calculará con base en el promedio diario de producción agregada de petróleo y de condensados registrada durante el período t y los dos Periodos inmediatos anteriores, con base en la **Tabla 3.2**.

Tabla 3.2 Cálculo del factor de ajuste

Producción promedio diaria	Fórmula aplicable para determinar el factor de ajuste
$Q_{p,t} \leq U_{P,1}$	$AR_{p,t} = 0$
$U_{P,1} < Q_{p,t} \leq U_{P,2}$	$AR_{p,t} = \text{Max} [0, M_P - R_{p,t}] \left(\frac{Q_{p,t} - U_{P,1}}{U_{P,2} - U_{P,1}} \right)$
$U_{P,1} < Q_{p,t}$	$AR_{p,t} = \text{Max} [0, M_P - R_{p,t}]$

Donde:

$Q_{p,t}$ = Promedio, en miles de barriles diarios, de la producción agregada de petróleo y de condensados registrada durante el período t y los dos periodos inmediatos anteriores. En el primer y segundo período en que exista producción de petróleo o condensados, el valor de $Q_{p,t}$ será el promedio de la producción agregada desde el primer período.

$AR_{p,t}$ = Factor de ajuste en el Período t .

$R_{P,t}$ = Tasa ponderada de regalías por la producción de petróleo y condensados correspondiente al periodo t, que se determinará mediante la división de la suma de las regalías por petróleo y las regalías por condensados, entre la suma del valor contractual del petróleo y el valor contractual de condensados.

$MP = 20$ [%].

$U_{P,1} = 30$ mil barriles diarios.

$U_{P,2} = 120$ mil barriles diarios.

3.7.3. Áreas licitadas

3.7.3.1. Resultados ronda 1

En total se licitaron 55 áreas y se adjudicaron 39 contratos (5 de producción compartida y 34 licencias), con un porcentaje de adjudicación de 71 [%] (incluyendo Trión). Se licitó un área total de 30,435 [km²], de los cuales se adjudicaron 21,751 [km²], con lo cual se espera una inversión estimada de 50,000 millones de dólares.

De las rondas L01, L02, L03, L04 y Trión, participaron un total de 49 compañías entre nacionales y extranjeras: México con 25 compañías, E.E.U.U con 8 compañías, Reino Unido con 3 compañías, Argentina y Colombia con 2 compañías cada uno y Noruega, China, Japón, Malasia, Australia, Francia, Italia, Canadá y Holanda con una compañía cada país.

L01 – Aguas someras para exploración

Esta licitación constó con 14 áreas en aguas someras en el golfo de México (frente a las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche), cubriendo un área total de 4,222 [km²] (301 [km²] por área en promedio) y un tirante de agua promedio de 87 [m].

De esta licitación se adjudicaron 2 áreas, lo que representa un 14.3 [%] y una inversión estimada de 2,708 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2023 una producción máxima de 90 [mpd] con un porcentaje promedio para el Estado del 78 [%].

La muestra **Tabla 3.3** los resultados de la Licitación L01 – Aguas someras para exploración.

Tabla 3.3 Resultados de la licitación L01 – Aguas someras para exploración

Área	Licitante	Participación del estado en la utilidad operativa [%]	Incremento en el programa mínimo de trabajo [%]	VPO
	Valor mínimo	40 [%]	0 [%]	
A2	Sierra Oil and Gas S de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC Hunt Overseas Oil Company	55.99 54.55	10 5	51.9 50.2
A3	Murphy Worldwide, Inc. y Petronas Carigali International E&P B.V.	35	5	32.61
A4	Murphy Worldwide, Inc. y Petronas Carigali International E&P B.V.	35	5	32.61

A6	ONGC Videsh Limited	20	5	19.11
A7	Sierra Oil and Gas S de R.L. de C.V., Talos Energy LLC y Premier Oil PLC	68.99	10	63.67
	Oil PLC	0	0	00.00
	Statoil E&P México, S.A. de C.V.			
A12	ONGC Videsh Limited	20	5	19.11

Las áreas contractuales A1, A3*, A4*, A5, A6*, A8, A9, A10, A11, A12*, A13 y A14 resultaron desiertas. *Ofertas desechadas por estar debajo de los valores mínimos establecidos por SHCP.

L02 – Aguas someras para extracción

Se licitaron 5 áreas en aguas someras en el golfo de México (frente a las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche), cubriendo un área total de 278 [km²] (55 [km²] por área en promedio) y un tirante de agua promedio de 35 [m].

De esta licitación se adjudicaron 3 áreas, lo que representa un 60 [%] y una inversión estimada de 3,248 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2021 una producción máxima de 70 [mpd] con un porcentaje promedio para el Estado del 85 [%].

La muestra **Tabla 3.4** los resultados de la Licitación L02 – Aguas someras para extracción; en donde las áreas contractuales 3 y 5 resultaron desiertas.

Tabla 3.4 Resultados de la licitación L02 – Aguas someras para extracción

Área	Licitante	Participación del estado en la utilidad operativa [%]	Incremento en el programa mínimo de trabajo [%]	VPO
	Valor mínimo	30 [%]	0 [%]	
A1	ENI International B.V.	83.75	33	78.24
	Lukoil Overseas Netherlands B.V.	75.1	0	67.59
A2	Pan American Energy LLC, E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.	70	100	68.00
	Fieldwood Energy LLC, Petrobal S.A.P.I de C.V.	65	10	60.08
A4	Fieldwood Energy LLC, Petrobal S.A.P.I de C.V.	70	100	68.00

L03 – Campos terrestres para extracción

Esta licitación consistió en 25 áreas agrupadas en tres zonas geográficas (en los Estados de Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Chiapas y Nuevo León), cubriendo un área total de 813 [km²] (35 [km²] por área en promedio).

De esta licitación se adjudicaron las 25 áreas, lo que representa un 100 [%] y una inversión estimada de 1,122 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2021 una producción máxima de 50 [mpd] con un porcentaje promedio para el Estado del 63 [%].

La muestra **Tabla 3.5** los resultados de la Licitación L03 – campos terrestres para extracción.

Tabla 3.5 Resultados de la licitación L03 – Campos terrestres para extracción

Área	Licitante	Participación del estado en la utilidad operativa [%]	Incremento en el programa mínimo de trabajo [%]	VPO
Benavides-Primavera	Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. en consorcio con Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V.	40.07	75	130.55
Calibrador	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	41.77	100	136.57
Carretas	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	50.86	100	165.21
Duna	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	20.08	88	67.94
Mareógrafo	Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	34.25	100	112.88
Peña Blanca	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	50.86	100	165.20
Ricos	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	41.5	100	135.72
San Bernardo	Sarreal, S.A. de C.V.	10.56	80	37.73
Calicanto	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	81.36	18	258.40
Barcodón	Diavaz Off shore, S.A.P.I. de C.V.	64.5	100	208.17
Catedral	Diavaz Off shore, S.A.P.I. de C.V.	63.9	0	201.28
Cuichapa-Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	60.82	99	196.55
Fortuna Nacional	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de V.	36.88	100	121.17
La Laja	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	66.3	100	213.84
Malva	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	57.39	100	185.77
Mayacaste	Grupo Diarqco, S.A. de C.V.	60.36	0	190.13
Moloacán	Canamex Dutch B.V. en consorcio con Perfolat de México, S.A. de C.V. y American Oil Tools S. de R.L. de C.V.	85.69	0	269.92
Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	80.69	25	256.67
Paraíso	Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V. y	35.99	100	118.36

	Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V.			
Paso de Oro	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	67.61	30	215.71
Pontón	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	61.5	100	198.72
Secadero	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. en consorcio con Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.	60.74	100	196.33
Tajón	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	60.88	100	196.77
Tecolutla	Geo Estratos, S.A. de C.V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	68.4	100	220.46
Topén	Renaissance Oil Corp S.A. de C.V.	78.79	25	250.68

L04 – Aguas profundas + Trión

Esta licitación constó de 11 áreas en aguas profundas del golfo de México (frente a las costas de Tamaulipas, Tabasco y Veracruz), cubriendo un área total de 23,835 [km²] (2,384 [km²] por área en promedio) y un tirante entre 500 y 3,250 [m].

De esta licitación se adjudicaron 9 áreas, lo que representa un 81.8 [%] y una inversión estimada de 43,385 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2030 una producción máxima de 700 [mpd] con un porcentaje promedio para el Estado del 60 [%].

La **Tabla 3.6** muestra los resultados de la Licitación L04 – Aguas profundas + Trión.

Tabla 3.6 Resultados de la licitación L04 – Aguas profundas + Trión

Área	Licitante	Participación del estado en la utilidad operativa [%]	Incremento en el programa mínimo de trabajo [%]	VPO
Cinturón plegado Perdido				
A1	China Offshore Oil Corp E&P	17.01	1.50	100.477
	Pemex Exploración y Producción	6.65	1.00	43.459
A2	Total y ExxonMobil	5.00	1.50	44.150
A3	Chevron, Pemex e Inpex	7.44	0.00	29.760
A4	China Offshore Oil Corp E&P	15.01	1.00	80.745
Cuenca Salina				
A1	Statoil, BP y Total	10.00	1.00	58.400
A3	Statoil, BP y Total	10.00	1.00	58.400
A4	PC Carigali y Sierra	22.90	0.00	91.600
	Statoil, BP y Total	13.00	1.50	81.670
A5	Murphy, Ophir, PC Carigali y Sierra	26.91	1.00	133.819
	AtlanticRim y Shell	19.11	1.50	110.326

3.7.3.2. Características ronda 2

Se anunciaron 3 licitaciones (1 en aguas someras y 2 en áreas terrestres), para un total de 41 bloques, cubriendo un área de 16,567 [km²], de los cuales 15 en la modalidad de producción compartida y 26 de tipo licencia, con una inversión estimada en 14,000 millones de dólares.

R02 - L01 – Aguas someras

Esta licitación cuenta con 15 áreas en aguas someras en el golfo de México (frente a las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche), cubriendo un área total de 8,908 [km²] (594 [km²] por área en promedio) y un tirante de agua promedio de 200 [m].

Una inversión estimada de 11,000 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2024 una producción máxima de 200 [mpd], para esta licitación el contenido nacional requerido es del 18 [%] y 17 [%] para evaluación, el costo para la visualización del cuarto de datos es de 400,000 dólares americanos. La fecha para la presentación de propuestas es el 19 de junio de 2017.

R02 - L02 – Terrestre

Esta licitación cuenta con 12 áreas ubicadas en Nuevo León, Tamaulipas, Tabasco y Chiapas, cubriendo un área total de 5,065 [km²] (422 [km²] por área en promedio).

Una inversión estimada de 1,900 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2023 una producción máxima de 40 [mpd], para esta licitación el contenido nacional requerido es del 26 [%] para exploración, el costo para la visualización del cuarto de datos es de 125,000 dólares americanos. La fecha para la presentación de propuestas es el 12 de julio de 2017. Los criterios de preclasificación son:

- Operador: 3 proyectos de 2012 – 2016 o inversiones de 250 millones de dólares.
- Capacidad financiera contable de 500 millones de dólares.

R02 - L03 – Terrestre

Esta licitación cuenta con 14 áreas ubicadas en Nuevo León, Tamaulipas, Tabasco, Chiapas y Veracruz, cubriendo un área total de 2,594 [km²] (185 [km²] por área en promedio).

Una inversión estimada de 950 millones de dólares, de estas áreas se espera para el año 2023 una producción máxima de 60 [mpd], para esta licitación el contenido nacional requerido es del 26 [%] para exploración y evaluación, el costo para la visualización del cuarto de datos es de 125,000 dólares americanos. La fecha para la presentación de propuestas es el 12 de julio de 2017. Los criterios de preclasificación son:

- Operador: personal con 10 años de experiencia.
- Capacidad financiera contable de 100 millones de dólares.

Lo anterior se resume en la Tabla 3.7, en donde se muestran las variables de adjudicación de cada contrato para ronda 1.

Tabla 3.7 Variables de adjudicación

Variable	L01 – Aguas someras para exploración	L02 – Aguas someras para extracción	L03 – Campos terrestres para extracción	L04 – Aguas profundas + Trión																
Tipo de contrato	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia																
Variable de adjudicación	$VPO = 0.9 * P + 0.1 * FIA$ $P \in [Min, 99.99\%]$ $FIA = \sqrt{2,500 * \Delta I} \rightarrow \Delta I \in [0,100\%]$	$VPO = 0.9 * P + 0.1 * FIA$ $P \in [Min, 99.99\%]$ $FIA = \sqrt{2,500 * \Delta I} \rightarrow \Delta I \in [0,100\%]$	$VPO = 0.9 * P + 0.1 * FIA$ $FRA = 3.5 * RA \rightarrow RA \in [Min, 99.9\%]$ $FIA = \sqrt{2,500 * \Delta I} \rightarrow \Delta I \in [0,100\%]$	$VPO = 4 * [RA + (11.5 * \frac{RA}{100} + 3.45) * FI]$ $RA \in [Min, 99.99\%]$ $FI \in [0,1,1.5]$																
Contraprestación	Participación al Estado de licitación	Participación al Estado de licitación	Regalía adicional de licitación	Regalía adicional de licitación																
Mecanismo de ajuste de contraprestación	<p>Factor multiplicador del porcentaje al contratista (mensual)</p>	<p>Factor multiplicador del porcentaje al contratista (mensual)</p>	<p>Tasa regalía adicional (AR) (mensual)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Umbral</th> <th>AR_t</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$Q_t \leq 30\text{mbd}$</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>$30 < Q_t \leq 120$</td> <td>$Max [0,20 - R] * (\frac{Q_t - 30}{90})$</td> </tr> <tr> <td>$Q_t > 120\text{mbd}$</td> <td>Max [0,20-R]</td> </tr> </tbody> </table>	Umbral	AR _t	$Q_t \leq 30\text{mbd}$	0	$30 < Q_t \leq 120$	$Max [0,20 - R] * (\frac{Q_t - 30}{90})$	$Q_t > 120\text{mbd}$	Max [0,20-R]	<p>Tasa regalía adicional (AR)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Umbral</th> <th>AR_n</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$FR_n < 2$</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>$2 \leq FR_n \leq 4$</td> <td>$[(FR_n - 2) * 16.65 * CRO_n]$</td> </tr> <tr> <td>$FR_n > 4$</td> <td>$[33.3 * CRO_n]\%$</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>n=trimestral, FR_n: Relación ingresos netos acumulados y el costo acumulado CRO_n: Coeficiente del Resultado Operativo</small></p>	Umbral	AR _n	$FR_n < 2$	0	$2 \leq FR_n \leq 4$	$[(FR_n - 2) * 16.65 * CRO_n]$	$FR_n > 4$	$[33.3 * CRO_n]\%$
Umbral	AR _t																			
$Q_t \leq 30\text{mbd}$	0																			
$30 < Q_t \leq 120$	$Max [0,20 - R] * (\frac{Q_t - 30}{90})$																			
$Q_t > 120\text{mbd}$	Max [0,20-R]																			
Umbral	AR _n																			
$FR_n < 2$	0																			
$2 \leq FR_n \leq 4$	$[(FR_n - 2) * 16.65 * CRO_n]$																			
$FR_n > 4$	$[33.3 * CRO_n]\%$																			

3.8. Modificación a los mecanismos de ajuste

3.8.1. Escalas móviles

Muchos sistemas fiscales del mundo hacen uso de escalas móviles para determinar al menos uno de los siguientes parámetros: regalías, bonos, distribución de las utilidades del gas y/o petróleo, recuperación de costos, e impuestos. Sin embargo, aunque las escalas móviles introducen elementos de flexibilidad al permitir responder a cambios en ciertas variables de un proyecto, una gran mayoría de dichas escalas móviles están vinculadas a objetivos de producción (diarios o acumulativos), (Tordo, 2007).

Las escalas móviles son utilizadas para dividir las ganancias del hidrocarburo, especialmente si van unidas a elementos como el Factor R y son consideradas favorablemente por los inversionistas y el Estado, ya que reducen el riesgo específico del proyecto al introducir flexibilidad en el paquete fiscal, que así se adapta a la rentabilidad real de un proyecto en particular. Debido a esta flexibilidad, este tipo de acuerdo es menos probable que desaliente el desarrollo de campos maduros y/o marginales.

Según Land (2008), los sistemas fiscales flexibles que usan escalas móviles basadas en el Factor R pueden ser en principio relativamente más difíciles de administrar para un gobierno, ante unos contratistas que manejan en detalle toda la información técnica y económica del proyecto.

Sin embargo, al respecto y para disminuir la asimetría de información, los gobiernos pueden usar su opción de participación en los proyectos como un medio de tener acceso a dichos datos.

Un gobierno también pudiera auxiliarse con empresas especializadas de auditoría externa, contratadas a tal fin (cuyos costos podrían ser cargados al proyecto).

Además, la administración tributaria de un país sólo requeriría de recursos computacionales adecuados con el fin de manejar el historial de registros para todos los ciclos fiscales, así como disponer de los procedimientos necesarios y de las destrezas de tipo financiero pertinentes para realizar los cálculos requeridos. Todo esto no debería ser mucho más complicado de gerenciar para administraciones tributarias que ya sean capaces de manejar consistente y eficazmente las regalías e impuestos corporativos a la renta (o ingresos) que se apliquen en el sector de hidrocarburos de sus países.

3.8.2. Tipos de escalas móviles

En el mundo el uso de escalas móviles para el pago de regalías es una práctica común, entre ellas se encuentran:

- Nivel de producción del campo
- Nivel de producción por pozo
- Producción acumulada
- Nivel de producción por pozo y precio

- Basadas en la recuperación de costos y gastos
- Basadas en un factor R
- Basadas en la tasa interna de retorno
- Basadas en el tiempo transcurrido
- Basadas en el tipo de crudo – gravedad específica
- Basadas en el precio

3.8.2.1. Basada en producción

Algunos otros países con regalías de escala móvil son:

- Francia
- Guatemala
- Colombia
- Chile
- Etiopia
- Italia
- Rumania
- Turkmenistán
- Siria
- Tailandia
- Países Bajos

Colombia tiene la siguiente escala móvil para la producción de crudo:

- Hasta 5,000 [bpd] – 8 [%]
- De 5,000 [bpd] a 125,000 [bpd] incrementos lineales hasta el 20 [%]
- Entre 125,000 [bpd] y 400,000 [bpd], fijo en 20 [%]
- De 400,000 [bpd] a 600,000 [bpd] incrementos lineales hasta el 25 [%]
- Por encima de 600,000 [bpd] – 25 [%]
- Para crudo pesado de 15 grados API o menos, las regalías se reducen en 25 [%] y en 40 [%] para aguas profundas

3.8.2.2. Basada en la productividad del pozo

- Columbia británica: regalías basadas en la producción del pozo
- California costa afuera: 16.67 [%] a 50 [%] de 100 a 500 [bpd]

3.8.2.3. Basada en la producción acumulativa

Para contratos anteriores en Marruecos costa afuera, la regalía basada en la producción acumulativa del campo: los primeros 29.2 [mmbbl] no pagan regalía.

3.8.2.4. Basada en un factor R

Perú y Madagascar: la regalía se incrementa con un factor R.

3.8.2.5. Basada en la gravedad específica del crudo

- Guatemala: regalía del 5 [%] para 15 grados API, desciende en 1 [%] por cada grado API hasta 0 [%] para 30 grados API.
- Ecuador se ajusta de la misma forma.

3.8.2.6. Basada en el paso del tiempo

- Pakistán aguas someras:

De 1 a 4 [años]: 0 [%]

Año 5: 5 [%]

Año 6: 10 [%]

En adelante: 12.5 [%]

- Canadá en las áreas federales del norte también tiene una regalía basada en el paso del tiempo de 1 – 5 [%]

3.8.2.7. Basada en la producción por pozo y el precio

Alberta:

El gobierno de Alberta decidió en octubre de 2007, reemplazar el esquema existente, adoptando fórmulas para el crudo y gas convencionales, la regalía consta de dos componentes:

- Regalía = Regalía basada en volumen + Regalía basada en precio
- Para el gas, la regalía además es ajustada por la profundidad de los pozos de más de 2000 [m].

Las regalías en volumen y precio están basadas en escalas móviles:

- La máxima alcanza el 40 [%]
- La mínima es de 0 [%] para el crudo y 5 [%] para el gas

3.8.2.8. Basada en producción acumulativa y geografía

Introducida en 1996 en la costa del golfo de los EEUU.

- 0 – 200 [m]: 16.7 [%] de regalía
- 200 – 400 [m]: 16.7 [%] de regalía con los primeros 17.5 [MMbpce] sin cargo

- 400 - 800 [m]: 12.5 [%] de regalía con los primeros 52.5 [MMbpce] sin cargo
- Sobre 800 [m]: 12.5 [%] de regalía con los primeros 87.5 [MMbpce] sin cargo

Desde enero de 2007 las regalías para aguas profundas se fijaron en 16.67 [%]. Asimismo, los niveles sin cargo se han reducido.

Desde enero de 2008, el Bureau of Ocean Energy Management incrementó su regalía base a 18.75 [%].

De las escalas móviles mencionadas en apartados anteriores, resulta que todas ellas independientemente del mecanismo, del factor que estén haciendo móvil, todas siguen un esquema progresivo el cual depende aun del precio y del volumen de hidrocarburos producidos, estas escalas son adecuadas cuando los precios del hidrocarburo son altos, sin embargo, resultan poco atractivos cuando el precio del hidrocarburo es bajo o tiene fluctuaciones entre precios altos y bajos.

3.8.3. Modificación de los mecanismos de ajuste para México

Como se comentó en el apartado anterior las escalas móviles vigentes en el mundo siguen un escalamiento progresivo el cual es efectivo para precios altos en el hidrocarburo, para yacimientos con bajas complejidades tanto geológicas como de producción, es decir que no necesiten procesos de recuperación secundaria o mejorada que incrementen los costos de producción y las inversiones.

Por lo que las escalas móviles anteriores necesitan ser adecuadas y como se describió no son adecuadas cuando se tienen precios bajos en el precio del barril, cuando hay variabilidad en los mismos (al alza o a la baja) o cuando el tipo de hidrocarburo producido no es de excelente calidad.

En el caso de México ocurre todo lo contrario, es decir; se tienen yacimientos con alta complejidad geológica, ubicados costa afuera, en volumen, las reservas de crudo pesado con mayores en proporción de las reservas de aceites convencionales, es aquí donde se plantea la idea de realizar una escala móvil no en forma progresiva sino en forma regresiva para con ello:

- El Estado capte mayor renta petrolera, incentivando la aplicación de métodos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos
- El operador petrolero obtenga mayores ingresos como consecuencia de una carga impositiva menor.

De las anteriores escalas móviles una innovación estaría directamente relacionada con incentivar la carga impositiva, cuando se incremente el factor de recuperación y en consecuencia la producción acumulativa del campo.

Lo anterior se esquematiza en la **Figura 3.5** para un modelo de asignaciones.

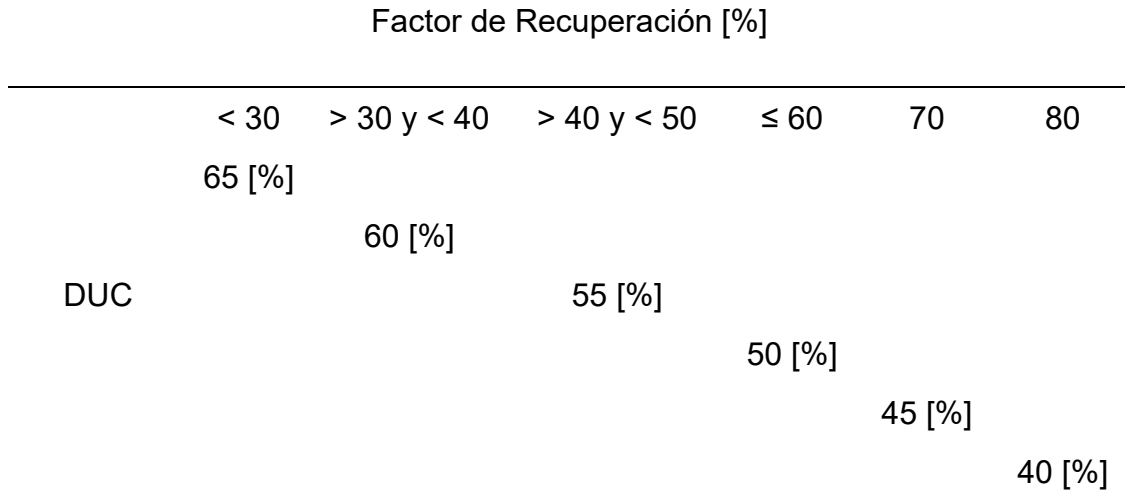


Figura 3.5 Variación del mecanismo de ajuste en el modelo de asignación por factor de recuperación

De la Figura 3.5 se observa que se parte de un derecho de utilidad comparativa (DUC) del 65 [%] que es el mínimo fijado por el estado con el modelo de asignación actual, lo que se propone al introducir el factor de recuperación es que al incrementar el mismo, se reduzca (incentive) este DUC para que el operador petrolero se vea con la capacidad financiera de llevar a cabo proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

Como se verá en el capítulo 6 en donde se aplicó esta propuesta, el Estado capta mayor renta petrolera y los proyectos se hacen más atractivos para ambas partes (Estado y operador petrolero).

Para el caso de los modelos de licencias y de producción compartida la **Figura 3.6** esquematiza el planteamiento.

	Factor de Recuperación [%]					
	< 30	> 30 y < 40	> 40 y < 50	>50 y < 60	Entre 60 y 70	> 80
Regalía Adicional	-10 [%]	-10 [%]	-10 [%]	-10 [%]	-10 [%]	-10 [%]

Figura 3.6 Variación del mecanismo de ajuste en el modelo de licencia y producción compartida por factor de recuperación

Para el caso mostrado en la Figura 3.6 el descuento en el pago de regalías, se fija como tope el valor mínimo fijado por el estado, es decir, nunca será menor al 30 [%].

4. Iniciativa para el centro nacional de recuperación adicional de hidrocarburos en México

4.1. Planteamiento

Para que una compañía petrolera se mantenga en el mercado competitivo, se ve obligada a reinventar su propuesta de valor mediante la innovación. Para ello puede aplicar varias estrategias:

- Generar nueva propuesta de valor (bien con la misma tecnología o bien creando nuevas tecnologías adaptadas a la nueva situación).
- Optimización: fomentando la innovación incremental (en proceso) buscando la optimización de la propuesta de valor. El factor limitante es el propio rendimiento de la tecnología.

Para que una nueva tecnología tenga éxito es importante que otras se queden obsoletas; sin embargo, uno de los problemas que se generan en las compañías petroleras son las actividades diarias que en conjunto eliminan la posibilidad de enfocarse en aquella tendencia innovadora.

La necesidad de crear un centro nacional para la recuperación adicional de hidrocarburos, está enfocada a desarrollar soluciones para los retos principales que enfrenta la industria petrolera en México; a la adecuada administración de la tecnología, lo cual permitirá crear una ventaja competitiva; en donde un ente no inmerso en las actividades propias del operador petrolero, se dedicará exclusivamente a la búsqueda, creación y desarrollo de tecnologías que en conjunto

con el operador petrolero pondrán en práctica, lo cual representa una oportunidad estratégica clave para la actual situación petrolera en el país.

La propuesta para la creación de este centro de recuperación adicional de hidrocarburos, tiene sus cimientos en el ciclo de vida que experimenta un nuevo desarrollo tecnológico, la **Figura 4.1** muestra este ciclo de vida.

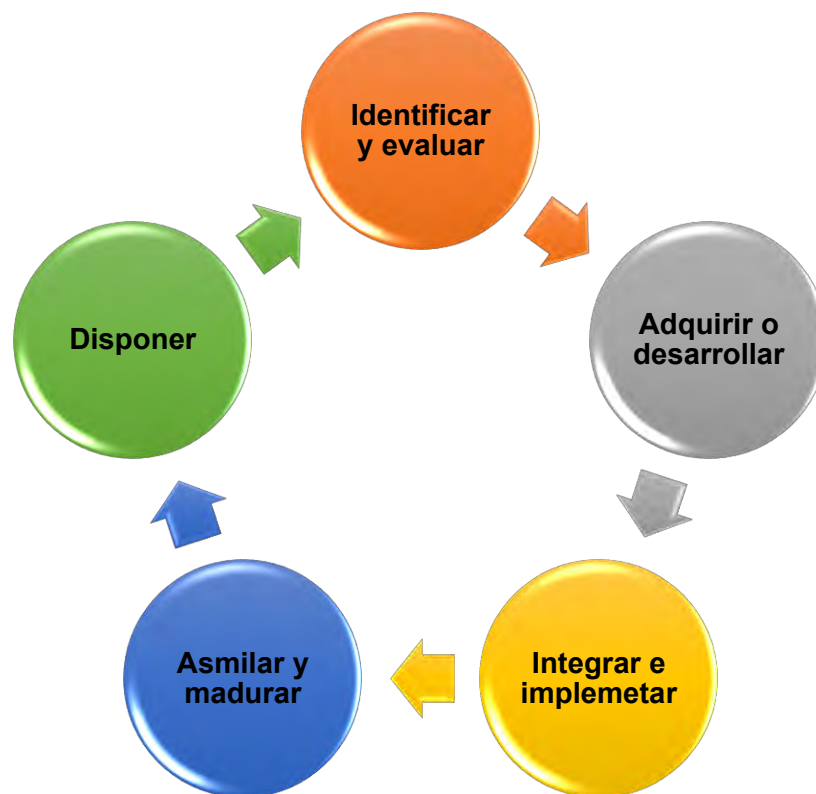


Figura 4.1 Ciclo de vida de un proyecto tecnológico

Adaptada de Wordpress, 2006

En donde los factores claves son:

- Acceder oportunamente a la tecnología

- Cierre de brechas tecnológicas y de conocimiento
- Difusión y promoción del uso de las tecnologías
- Transferencia, asimilación, aprendizaje y aplicación de nuevas tecnologías.
Maduración de nuevas tecnologías
- Innovación

4.2. Justificación

Las mejoras tecnológicas en la industria petrolera, ya sea que se asimilen por adquisición o a través de la investigación y desarrollo, generarán un aumento en el valor de la empresa a medida que se orientan hacia el usuario y se identifiquen los retos potenciales y de mayor generación de valor; este usuario en particular deberá ser ajeno a las disciplinas diarias para enfocarse en la asimilación y desarrollo.

Por lo que la orientación hacia el usuario es clave:

- Para reducir el costo de inversión u operación, la calidad y el rendimiento de materiales, equipo e infraestructura
- Para crear nuevos procesos productivos que sean más eficientes y productivos
- Para incrementar la seguridad y protección al medio ambiente; y
- Para producir bienes y servicios de mayor valor agregado Petróleos Mexicanos ha sido usuario de tecnología de gran complejidad técnica; y ha demostrado en diversas ocasiones que, cuando la mejora tecnológica se orienta hacia el usuario, la asimila y aprovecha con efectividad.

Partiendo de lo anterior, resaltaría el cuestionamiento referente al porque debería de crearse un centro de recuperación adicional de hidrocarburos, la respuesta puede estar integrada por varias vertientes:

En términos de producción las tecnologías de recuperación adicional de hidrocarburos proporcionarán producción sostenida en el mediano y largo plazo, contribuyendo al cumplimiento de reposición de reservas de 2P a 1P.

Como impacto en esquemas de explotación: este tipo de centros estaría apoyando a la industria para lograr un incremento potencial en el factor de recuperación de los yacimientos del país. En donde y de acuerdo a lo mencionado en el capítulo I en los centros de recuperación adicional en el mundo, se comenta que en conjunto (el centro nacional y el operador petrolero) se tendría una primera producción entre 5 y 9 años, este mismo impacto se vería reflejado en los proyectos asociados.

En costo de oportunidad: grandes volúmenes de aceite remanente bajo esquemas de explotación actuales en los campos maduros. Explotación de yacimientos maduros de alta complejidad (crudos extrapesados y yacimientos de baja permeabilidad, etc.).

Y en escala de los recursos: las reservas asociadas a la recuperación adicional pueden ser de gran magnitud y apoyarían la plataforma de producción en el largo plazo.

4.3. Identificación de retos

Con la entrada en vigor de la reforma energética, se hace más evidente los cambios en el entorno de la exploración y extracción de hidrocarburos, en la **Tabla 4.1** se muestra un comparativo de la evolución de los retos a los que la industria petrolera en México se está enfocando.

Tabla 4.1 Identificación de retos en la industria petrolera mexicana

PEMEX				
Retos	1990 - 2005	2005 - 2025		
Proyectos prioritarios (90 [%] de la producción)	<ul style="list-style-type: none"> • Cantarell • Ku Maloob Zaap • Crudo Ligerero Marino • Samaria – Sitio Grande • Jujo – Tecominoacán • Bellota Chinchorro • + 10 proyectos adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Ku Maloob Zaap • Cantarell • Crudo Ligerero Marino • Ixtal – Manik • Delta del Grijalva • Ogarrio – Magallanes • Bellota Chinchorro • Aceite Terciario del Golfo • + 30 proyectos adicionales 		
	Retos principales	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de crudos pesados y desarrollo de ligeros • Desarrollo de campos marinos en aguas someras • Producción de gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Aguas profundas • Plays subsalinos • Producción de crudo extrapesado • Yacimientos no convencionales • Reactivación de campos maduros • Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada 	
		Producción total [mmbpd]	> 3.0	~ 2.6 - 3

De la Tabla 4.1 es evidente notar que los retos en la industria mexicana han evolucionado en pocos años; sin embargo, no así los proyectos, en general complejos de producción como Cantarell y Ku Maloob Zaap continúan como actividades prioritarias, aun siendo complejos de producción cuyos yacimientos se encuentran en una etapa madura de explotación.

La directriz hacia donde se dirigen estos proyectos ha evolucionado, y es aquí en donde se re afirma la necesidad de implementar proyectos de recuperación adicional que ayuden al cumplimiento de estos retos.

Esta identificación de retos esta direccionada a enfocarse en los proyectos principales, en cuyo propósito esta la asignación óptima de recursos, lo que implica una eficiencia en la ejecución apoyada en la excelencia técnica, para con ello lograr la restitución de reservas, incrementar o mantener la producción, incrementar el factor de recuperación y reducir los costos.

De la Tabla 4.1 también y aunque no de manera explícita explica que las necesidades son muchas y variadas, yacimientos naturalmente fracturados, continuar con la caracterización de los yacimientos, optimizar el transporte y como ya se mencionó la aplicación de métodos de recuperación adicional de hidrocarburos.

4.4. Objetivo: Seguridad energética

Como se mencionó en los apartados anteriores de este capítulo la necesidad de un centro de recuperación adicional de hidrocarburos está enfocada al estudio

oportuno de los yacimientos con el objetivo base de incrementar el factor de recuperación y la incorporación de reservas, esto significa que este centro permitirá:

- Una visión de largo plazo que, por un lado, fomente la sustentabilidad del sector al diversificar la composición de la matriz energética nacional, y, por el otro, permita a Pemex reinvertir su renta petrolera en investigación y desarrollo.
- Contar con un portafolio de inversión en hidrocarburos adecuado a las fortalezas de exploración y extracción ya sea para Pemex u otros operadores petroleros.
- Reconocer el costo de oportunidad de los hidrocarburos no explotados.
- Asociar el concepto de soberanía nacional a la seguridad energética, mediante la incorporación de reservas.

Dado que los retos energéticos que enfrenta México son de una dimensión considerable, la transición hacia la seguridad energética del país es un proceso que no puede esperar.

Para ello, se requiere en primer lugar, la creación de un centro de investigación y desarrollo de tecnología en proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos que coadyuve a ser eficiente y competitiva la industria petrolera mexicana, dando con ello mayor certidumbre a los proyectos para que estos sean más eficientes y competitivos.

Este centro también permitirá la elaboración de un portafolio de inversión basado en fortalezas, esto es, que considere el riesgo de sus activos en sus decisiones de inversión.

Se tiene que reconocer el costo de oportunidad de los recursos no explotados de Pemex. De otro modo, la paraestatal no podrá adquirir el carácter de empresa eficiente y productiva. Finalmente, se necesita una reconfiguración del concepto de seguridad energética, de tal manera que cambie su significado de “hacerlo todo solos”, hacia otro que implique contar con los recursos físicos y humanos, así como con las instituciones que se requieren para que México utilice sus fuentes de energía de forma eficiente, pero, sobre todo, para que nuestro país tenga acceso a energía de calidad y a precios competitivos.

La seguridad energética es la piedra angular que determinará el rumbo que México tomará en las siguientes décadas. Para tomar la mejor decisión posible, el debate sobre qué camino queremos que siga nuestro país debe ser ajeno a pasiones ideológicas y mitos que se han arraigado en el imaginario colectivo de nuestra sociedad. Por el contrario, tiene que estar sustentado por argumentos técnicos y bien informados, siempre vigilante en que el objetivo primordial es garantizar las mejores condiciones posibles para que México pueda alcanzar un desarrollo económico que proporcione bienestar a su población.

4.5. Gobernabilidad

Para la correcta operación de este centro de recuperación adicional de hidrocarburos es necesario establecer bajo que reglas o mecanismos estará sujeto y por consiguiente la rendición de cuentas.

En el año 2012 PEMEX (Morales,2012) planteó la necesidad de establecer un consorcio para el desarrollo tecnológico e innovación de la ahora empresa productiva del Estado basándose en una estrategia de negocio que incluía: crecimiento, eficiencia operativa, modernización de la gestión y responsabilidad

corporativa; identificando retos tecnológicos y sobre todo haciendo énfasis en el aprovechamiento del Fondo sectorial del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyt) y de los recursos del Fondo de la Secretaría de Energía (SENER) en su rubro de hidrocarburos.

En este mismo año (2012) este consorcio sería una parte de PEMEX Exploración y Producción; es decir estaría gobernado por la empresa y apoyado con los Laboratorios de recuperación adicional de Hidrocarburos de la Facultad de Química de la UNAM, del laboratorio del Instituto Mexicano del Petróleo y de otros consorcios a nivel mundial en donde PEMEX identificara las tecnologías necesarias para adquirir y asimilar.

Con la entrada en vigor de la Reforma energética en México, PEMEX dejó de ser el único operador nacional; por lo que la pertenencia y gobernabilidad puede ser o no de o solo de PEMEX; sino:

- Un consorcio independiente de los operadores petroleros en donde la gobernabilidad sea de una institución pública como la Universidad Nacional Autónoma de México, en donde este consorcio proveerá de soluciones tecnológicas a los operadores.
- Que la gobernabilidad la conserve la empresa productiva del Estado, basado en su reglamento interno y que se considere como un área de oportunidad para proveer soluciones a los demás operadores petroleros y apoyado con los laboratorios de la UNAM y del IMP.
- Incluir dentro de las líneas de acción de la CNH la gobernabilidad de este centro estableciendo la política tecnológica, el programa estratégico tecnológico, identificando líneas tecnológicas para que finalmente apruebe una cartera de proyectos con mayor certidumbre.

4.6. Recursos

Para la construcción (física y técnica) de este centro de recuperación adicional de hidrocarburos, se necesita la unión de dos aspectos, los recursos financieros es decir el dinero para la construcción física de este centro y el recurso humano, es decir los ingenieros, maestros y doctores que participarán en la identificación de alternativas tecnológicas.

4.6.1. Recursos financieros

En anteriores párrafos la idea de este centro de recuperación adicional de hidrocarburos estaría financiado por recursos propios de PEMEX, con los nuevos operadores petroleros y las nuevas reglas fiscales hay diversos medios con los cuales se pueden obtener los recursos financieros:

- Mediante el aprovechamiento de recursos del Fondo Sectorial CONACYT – SENER – Hidrocarburos.
- De la disposición de una fracción de los recursos que se generan por la firma de los contratos petroleros y depositados en el fondo mexicano del petróleo.
- A través de la inclusión de una cláusula en los nuevos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en donde se destine un aporte del operador petrolero para la creación de este centro.
- Destinando una parte del pago de las contraprestaciones para el Estado independientemente del tipo de contrato (asignación, licencia, producción compartida).

- Con financiamiento privado y universidades o con financiamiento del Estado como el convenio CNH – UNAM con un presupuesto asignado de \$1,300 [mmpesos).
- Que la empresa productiva del estado sea quien lo efectúe y lo analice como área de negocio para los demás operadores petroleros.
- Con la unión de todas las anteriores.

En los centros de recuperación adicional de hidrocarburos descritos en el capítulo 1 en promedio son cinco años en lo que estos centros necesitan ser apoyados financieramente, en algunos casos posterior a este tiempo, estos centros adquieren independencia a través de la venta de proyectos, de tecnologías haciendo autosustentables estos centros.

4.6.2. Recursos humanos

Dentro del desarrollo tecnológico e innovación de PEMEX propuesto en 2012 (Morales, 2012) una de sus vertientes fue y es apoyar y reforzar el conocimiento en áreas críticas para la extracción de hidrocarburos, dentro de estas áreas críticas se incluyó:

- Aguas profundas
- Crudos pesados y extrapesados
- Recuperación secundaria y mejorada
- Yacimientos complejos

Para lo cual se destinaron 25 candidatos para cursar estudios de posgrado en Reino Unido, Canadá, Estados Unidos, Australia y México y otros 25 candidatos en proceso de aplicación (no se incluyen los aspirantes de exploración) para enfocarse en las cuatro áreas críticas mencionadas. Por lo que el recurso humano necesario podría estar conformado por:

- Los candidatos que ya finalizaron sus estudios de posgrado, extraerlos de PEMEX y designarlos al centro de recuperación adicional de hidrocarburos.
- Ingenieros, maestros y doctores ya jubilados o pertenecientes a alguna otra institución y que tengan conocimiento y experiencia en la aplicación de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos.
- A través de especialistas a nivel internacional para estudios específicos.
- Con la unión de todas las anteriores.

4.7. Ubicación

Para la ubicación física de este centro de recuperación adicional de hidrocarburos, se debe de considerar entre otros aspectos:

- En donde se tendrá la mayor aplicación de los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos.
- Identificar aquellas ciudades con un perfil deseable (condiciones para vivir y movilidad).

En un primer estudio (Rodríguez, 2013) en cuanto a proyectos de recuperación mejorada de PEMEX retos y oportunidades, hace referencia también a la necesidad de un centro para la recuperación adicional de hidrocarburos, este estudio también identifica la posible ubicación de este centro, en el grueso de aplicabilidad de los proyectos y en ciudades con perfil deseado, resultando un total de 12 ciudades, entre ellas: Ciudad de México, Querétaro, Ciudad del Carmen, Veracruz entre otras.

5. Lineamientos para la aplicación de los procesos recuperación adicional de hidrocarburos en México

5.1. Introducción

En México, después de un amplio debate en el sector energético, se llegó a una reforma de diversos ordenamientos jurídicos, destacándose las reformas a la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional, la creación de las leyes de Petróleos Mexicanos (PEMEX), las de la CNH y algunas modificaciones en la Ley Federal de Derechos.

Se destacan un par de situaciones relevantes que surgen de ésta reforma, por ejemplo la oportunidad para que PEMEX establezca contratos de exploración y extracción con terceros, bajo un mecanismo más flexible al que existía anteriormente, adicionalmente se crea un régimen fiscal especial, en el que PEMEX puede solicitar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la inscripción de campos que por sus características requieran de una diferenciación fiscal, con lo que se intenta promover y reactivar la producción en campos cerrados, sin desarrollo o maduros; sin embargo dentro de todas las modificaciones y leyes creadas no existe una reglamentación que gestione, incentive o promueva las actividades para la implementación de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos.

En el capítulo I se hace mención de algunos lineamientos que existen en el mundo (Noruega, Canadá, E.E.U.U. y Colombia) para la aplicación de los procesos de

recuperación adicional de hidrocarburos, por lo que primero que nada es necesario identificar las similitudes que existen entre estos lineamientos, de este comparativo resulta:

- Obligaciones y facultades de los operadores petroleros.
- Criterios, formatos de solicitud y procedimientos de supervisión para implementar algún proceso de recuperación adicional de hidrocarburos.
- Participación de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos en los planes de desarrollo.
- Determinar los indicadores y variables necesarios para implementar tal regulación.

Es importante mencionar que independientemente del tipo de hidrocarburo, geología de los yacimientos, el tener lineamientos claros para llevar a cabo cualquier proyecto de recuperación adicional de hidrocarburos; asegurará el éxito del mismo.

5.2. Objetivo de los lineamientos

El objetivo de estos lineamientos se encuentra dividido en dos partes:

Por un lado, La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) es un nuevo órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales que regula y supervisa la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente respecto de las actividades del sector hidrocarburos.

ASEA nació el 2 de marzo de 2015, ya que en el artículo 19 transitorio de la Reforma Energética se establecieron las bases para la creación de una agencia gubernamental encargada de regular y supervisar las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos en seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente. Regulando:

- 2.4 millones de barriles de petróleo al día.
- 6.5 mil millones de pies cúbicos de gas natural al día.
- 9,300 pozos terrestres.
- 250 plataformas marinas.
- 12,000 gasolineras.
- 60,000 [km] de ductos.
- 111 terminales de almacenamiento y distribución.
- 6 refinerías.
- 9 centros procesadores de gas natural.
- 3,300 centros de distribución de carburación de gas LP.

La cual estaría a cargo de supervisar los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente

Por otro lado con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se establecerían los elementos técnicos y económicos por medio de los cuales esta comisión ejercería facultades de evaluación y supervisión ante operadores petroleros, que presenten un plan de desarrollo encaminados a maximizar la ganancia económica

y/o incrementar el factor de recuperación mediante la aplicación de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos, en cualquier etapa de la vida del yacimiento y cualquiera que fuese el método de recuperación a emplear, para este caso la CNH se estaría enfocando en lo mostrado en la **Figura 5.1**.

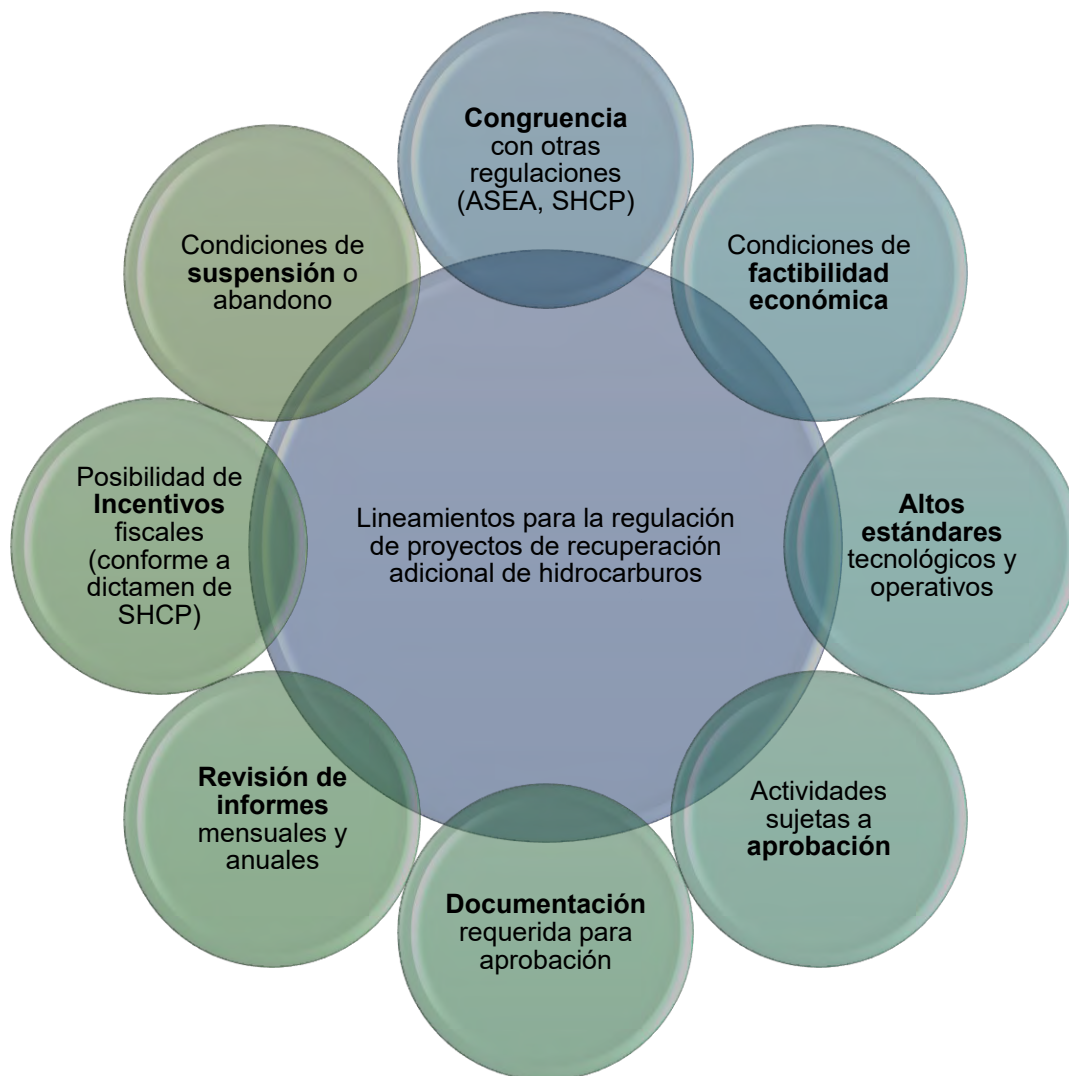


Figura 5.1 Objetivo de los lineamientos para la recuperación adicional de hidrocarburos en México

5.3. Alcances de los lineamientos

Los lineamientos para implementar un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos deben ser estandarizados y obligatorios para cualquier operador petrolero que efectúe o pretenda efectuar actividades en beneficio de incrementar el factor de recuperación de petróleo y/o gas mediante la aplicación de algún proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, aplicables a cualquiera de las etapas típicas de la explotación de un yacimiento, (ver Figura 2.3).

Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos deberán realizarse conforme a los planes dictaminados y aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, todos los asignatarios y operadores petroleros deberán presentar dentro de su plan de desarrollo un análisis de factibilidad de aplicación de algún método de recuperación secundaria o mejorada con el fin de incrementar el valor económico; estos planes de desarrollo tienen como objetivo principal que se detallen las soluciones técnicas y operativas (sustentadas además con su respectiva evaluación económica) las cuales se aplicarán al emplear cualquier método de recuperación adicional de hidrocarburos.

Dentro de los alcances y/o facultades de estos lineamientos, estarán el requerimiento de solicitudes (con formatos estandarizados y obligatorios) para todos los operadores petroleros que pretendan llevar a cabo algún proceso de recuperación adicional, estos alcances incluyen todo tipo de ensayos, pruebas piloto o proyectos de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, deberán ser previamente aprobadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en como ya se mencionó en conjunto con la normatividad ambiental de la ASEA.

5.4. Elementos específicos a regular

Como ya se mencionó al inicio de este capítulo, en el mundo no existe una regulación que abarque todos los procedimientos para regular todos métodos de recuperación adicional de hidrocarburos, por lo que la **Tabla 5.1** muestra un índice temático de los elementos que estarían sujetos de regulación.

Tabla 5.1 Elementos técnicos y procedimientos a regular

Elementos técnicos	Procedimientos
1. Caracterización del yacimiento: <ul style="list-style-type: none">• Propiedades de los fluidos del yacimiento y de la roca• Tipo de empuje• Geometría del yacimiento• Profundidad• Continuidad de la formación• Relieve estructural• Temperatura y presión del yacimiento	1. Campos análogos a nivel mundial; 2. Escenarios de métodos posibles de aplicar; 3. Autorizaciones; 4. Programa periódico de supervisión; 5. Acciones de supervisión. Visitas de verificación, auditorías, comparecencias y certificaciones; 6. Reportes emitidos; 7. Sanciones administrativas que la Comisión pueda imponer, y 8. Impugnación de las sanciones.

Lo anterior parte de la integración de los lineamientos que en el mundo existe en materia de recuperación adicional de hidrocarburos.

5.5. Estrategia general de regulación

Mediante estos lineamientos se pretende implementar los procedimientos y acciones de supervisión que vaya a realizar la CNH a los asignatarios u operadores

petroleros cuya visión de desarrollo se encuentre encaminada a implementar un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos lo cual coadyuve a maximizar o incrementar el factor de recuperación; en cualquier etapa de la vida del yacimiento.

Para ello es imprescindible la planificación del diseño por parte de los operadores petroleros, desde el plan de desarrollo para la extracción a fin de lograr proyectos rentables y exitosos. En la práctica la elaboración de este tipo de planeación permite a la industria reducir pérdidas y elevar el factor de recuperación.

5.6. Características de la regulación

Establecer las mejores prácticas internacionales dentro del marco regulatorio nacional para llevar a cabo estos métodos, así como programar dentro de las etapas iniciales de planeación (plan de desarrollo) las técnicas de recuperación adicional de hidrocarburos con el objetivo de incrementar el factor de recuperación en cualquier etapa de la vida del yacimiento.

Determinar los elementos técnicos mínimos para implementar las técnicas de recuperación secundaria y mejorada, tales como caracterización del yacimiento, ejecución de pruebas piloto, estimación de escenarios para identificar la mejor opción de recuperación a utilizar, análisis de indicadores económicos y técnicos que sustente la implementación de estas técnicas.

Establecer el procedimiento de autorización, la evaluación del cumplimiento de la regulación y el seguimiento de la regulación.

6. Caso práctico en México

6.1. Campo Akal

El campo Akal es un yacimiento naturalmente fracturado, se ubica frente a las costas de Campeche a aproximadamente 80 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen (ver **Figura 6.1**).

Se localiza geológicamente en el pilar de Akal. Fue descubierto con el pozo Cantarell - 1A en 1976. Es productor de aceite pesado de 22 [°AP] y gas asociado en las formaciones geológicas del Mesozoico (Cretácico y Jurásico) y del Terciario (Eoceno medio).

En el Mesozoico tiene un espesor neto de 843 [m], una porosidad total (primaria y secundaria) del orden de 7.4 [%] y una saturación de agua de aproximadamente 20 [%].

En el Terciario tiene un espesor neto de 34.4 m, una porosidad del orden de 16.1 [%] y una saturación de agua de aproximadamente 19.9 [%]. Cuenta con una extensión superficial de 122 [km²]. Inició su explotación en el año 1979 operando mediante pozos fluyentes.



Figura 6.1 Ubicación del campo Akal

Al 1 de enero de 2016 se tiene cuantificado un volumen original de aceite y gas para la formación Brecha Paleoceno – Cretácico Superior de 30,434.2 [mmbbl] y 14,692.5 [mmmpc]. Una producción acumulada de aceite y gas de 12,882.3 [mmbbl] y 8,250.6 [mmmpc], lo que da un factor de recuperación a dicha fecha de 42.3 [%] de aceite y 56.2 [%] de gas. (Información proporcionada por CNH).

La historia de producción se divide en 4 etapas. La primera en la que se mantuvo una plataforma de producción de 1 [mmbpd] en el periodo (1979-1997), con la implementación de bombeo neumático y la perforación de nuevos pozos. La segunda etapa comprende el periodo (1997-2005) en la que se maximizó la rentabilidad de la producción, perforando pozos adicionales, optimizando los aparejos de producción y el inicio de la inyección de N₂.

La tercera etapa en la que se realizó la inyección de gas amargo y el uso de nuevas tecnologías para las terminaciones de los pozos con el objetivo de administrar la declinación de la producción durante el periodo (2005-2010). Y finalmente, del 2010 a la fecha se busca un máximo factor de recuperación, utilizando nuevos aparejos de producción.

El objetivo del plan de desarrollo aprobado en ronda Cero consiste en incrementar el factor de recuperación, mantener la presión de yacimiento y reducir la tasa de la declinación de la producción mediante diversas acciones de perforación, reparaciones, pozos no convencionales, construcción y modernización de infraestructura superficial, inyección de gas inmisible y doble desplazamiento. Adicionalmente se menciona en ese entonces la ejecución de la prueba piloto de inyección de surfactantes espumados, la cual se ejecutó a finales de 2015 con resultados promisorios.

6.1.1. Evaluación económica como asignación petrolera

En el horizonte 2011 - 2025, el proyecto requiere una inversión 221,397 millones de pesos para recuperar un volumen de 1,459 [mmbbl] de aceite y 1,147 [mmmpc] de gas.

Los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 1,207,773 millones de pesos después de impuestos.

El gasto de operación a precios corrientes que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto, será de 175,111 millones de pesos. La **Tabla 6.1** muestra las inversiones por tipo necesarias.

Tabla 6.1 Inversiones operacional y estratégica

Año	Inversión estratégica [mmpesos]	Inversión operacional [mmpesos]	Gastos de operación [mmpesos]	Inversión total [mmpesos]
2011	20,423	9,118	19,013	29,541
2012	18,517	10,187	17,702	28,704
2013	18,875	9,812	16,449	28,687
2014	10,383	9,793	15,282	20,176
2015	8,926	10,202	13,913	19,128
2016	9,615	9,060	12,675	18,675
2017	4,188	7,311	10,952	11,499
2018	2,605	6,655	10,195	9,260
2019	2,805	7,043	9,558	9,848
2020	2,698	6,400	8,790	9,098
2021	2,214	6,278	8,299	8,492
2022	1,976	5,607	8,040	7,583
2023	2,018	5,732	7,900	7,750
2024	1,996	4,924	7,664	6,920
2025	1,433	4,603	8,679	6,036
Total	108,672	112,725	175,111	221,397

Los pronósticos de producción de aceite y gas considerando las inversiones son mostrados en la **Tabla 6.2** y de manera gráfica en la **Figura 6.2** y en la **Figura 6.3**.

Tabla 6.2 Pronóstico de producción de aceite y gas

Año	Aceite [mbp]	Gas [mmpcd]
2011	461	641
2012	416	509
2013	394	428
2014	381	284
2015	325	197
2016	287	190
2017	270	162
2018	245	147
2019	227	112
2020	207	115
2021	186	88
2022	167	72
2023	155	84
2024	142	64
2025	133	49
Total	3,996	3,142

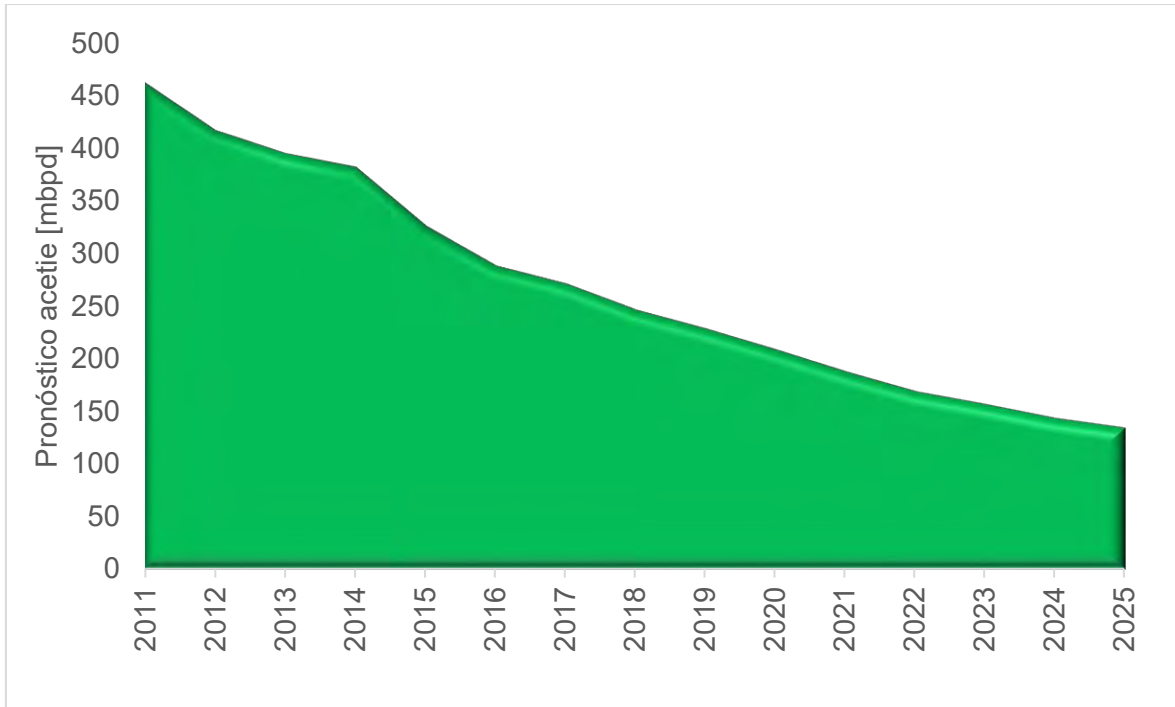


Figura 6.2 Pronóstico de producción de aceite

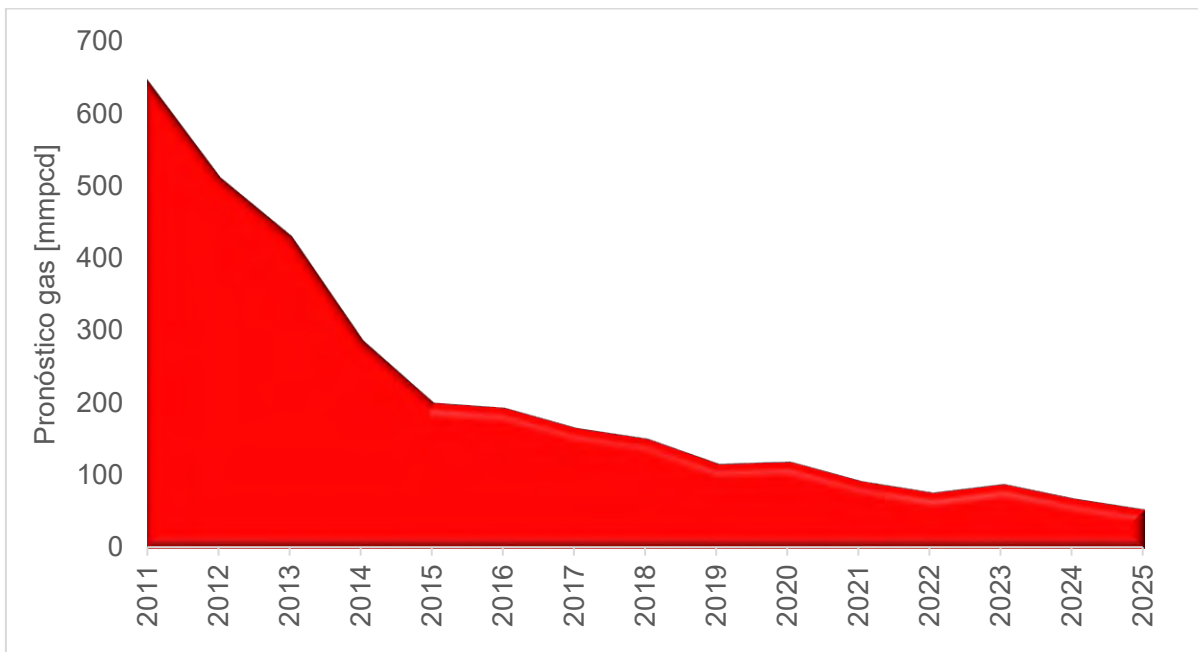


Figura 6.3 Pronóstico de producción de gas

6.1.1.1. Premisas y evaluación económica

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 47.94 dólares por barril y el gas natural de 3.61 dólares por millar de pie cúbico.

Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo a la calidad y poder calorífico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio para el proyecto de 46.38 dólares por barril para el aceite y 3.56 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 10 por ciento y el tipo de cambio de 18.70 pesos por dólar, en el cálculo de impuesto se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente. El costo del gas residual para bombeo neumático es de 6.47 [usd/mpc] y el costo del nitrógeno es de 0.21 [usd/mpc].

Para los contratos de tipo asignación (como lo es Akal) el Estado definió un límite de recuperación de costos del 12.5 [%], este porcentaje también se aplica para contratos de aguas someras, siendo variable para gas no asociado y para aguas profundas, en donde el límite de recuperación de costos es del 80 y 60 [%] respectivamente. Para la inclusión de la recuperación de costos en el modelo de asignaciones se introduce el concepto de: **carry forward** en donde para el caso de los contratos de asignación la recuperación de costos, no tiene límite, incluso si el proyecto ha finalizado.

Aplicando las premisas antes mencionadas, la **Tabla 6.3** muestra los resultados de la evaluación económica.

Tabla 6.3 Evaluación económica antes de impuestos

Año	Precio aceite [dlls/bbl]	Precio gas [dlls/mpc]	Ingresos de aceite [mmpesos]	Ingresos de gas [mmpesos]	Ingresos totales [mmpesos]	Flujo de efectivo antes de impuestos fiscales [mmpesos]
2011	46.38	3.56	114,722	12,253	126,974	78,420
2012	46.42	3.78	103,889	10,346	114,235	67,829
2013	47.05	3.78	99,469	8,680	108,149	63,013
2014	54.88	3.78	112,183	5,759	117,942	82,484
2015	55.49	3.78	96,759	3,994	100,753	67,712
2016	55.22	3.78	85,273	3,863	89,136	57,786
2017	55.19	3.78	79,947	3,284	83,231	60,780
2018	55.08	3.78	72,412	2,981	75,392	55,937
2019	54.97	3.78	66,949	2,270	69,220	49,814
2020	54.67	3.78	60,886	2,338	63,224	45,336
2021	56.59	3.78	56,473	1,785	58,258	41,467
2022	58.48	3.78	52,400	1,460	53,860	38,237
2023	60.66	3.78	50,451	1,704	52,155	36,505
2024	62.62	3.78	47,843	1,301	49,144	34,560
2025	63.21	3.78	45,108	994	46,102	31,387
Total			1,144,763	63,011	1,207,773	811,265

Posteriormente es necesario aplicar todos aquellos impuestos fiscales a los que está sujeto los contratos de asignaciones, así como las deducciones que puede realizar; en el capítulo 3 me mencionó que son deducibles:

Al 100 [%] del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen; para este caso de estudio serán deducibles todas las inversiones estratégicas.

Al 25 [%] del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio; es decir las inversiones de tipo operacional.

Finalmente, los asignatarios pagarán anualmente el derecho por la utilidad compartida aplicando una tasa del 65 [%] (la cual es variable en tiempo), las se contraprestaciones a las que estarán sujetas las asignaciones petroleras son:

- Derecho de utilidad compartida (DUC): 65 [%] sobre los ingresos menos deducciones.
- Derecho por exploración de hidrocarburos: tasa por kilómetro cuadrado.
- Derecho por extracción de hidrocarburos: tasa por precio de los productos.
- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos: Tasa por kilómetro cuadrado
- ISR del 30 [%] sobre los ingresos menos deducciones; para este ejercicio el ISR no fue calculado, debido a que, con el nuevo régimen fiscal de Petróleos Mexicanos como empresa productiva del Estado, el ISR debe ser calculado en totalidad con todos sus organismos y empresas subsidiarias.

Dicho lo anterior la **Tabla 6.4** muestra el desglose de las contraprestaciones para el Estado y del flujo de efectivo que se tendría posterior al pago de impuestos fiscales, para este caso de estudio también se considera que no hay actividad exploratoria, solo actividades propias de la extracción de hidrocarburos, por lo que el derecho de exploración de hidrocarburos es cero.

Tabla 6.4 Evaluación económica después de impuestos

Derecho por la utilidad compartida	Derecho de extracción de hidrocarburos	Derecho de exploración de hidrocarburo	Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	Derechos fiscales totales	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales
[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]
66,340	9,041	0	8.784	75,389.740	3,031
59,652	8,183	0	8.784	67,843.721	-15
56,447	7,788	0	8.784	64,244.378	-1,231
60,842	9,596	0	8.784	70,446.909	12,037
57,232	8,313	0	8.784	65,553.913	2,158
49,467	7,311	0	8.784	56,787.639	998
45,076	6,838	0	8.784	51,923.010	8,857
39,844	6,185	0	8.784	46,037.355	9,900
35,670	5,690	0	8.784	41,368.938	8,445
32,603	5,162	0	8.784	37,774.458	7,562
29,943	4,909	0	8.784	34,860.914	6,606
27,596	4,672	0	8.784	32,276.442	5,960
26,643	4,647	0	8.784	31,298.134	5,207
25,018	4,512	0	8.784	29,538.495	5,021
23,440	4,278	0	8.784	27,726.779	3,660
635,814	97,125	0	131.760	733,070.823	78,195

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de asignaciones se muestran en la **Tabla 6.5**.

Tabla 6.5 Indicadores económicos antes y después de impuestos

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	501,035	39,076	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	150,853	150,853	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.32	0.26	[peso/peso]

La rentabilidad y tolerancia del proyecto a la carga impositiva como asignación, ponen de manifiesto que este proyecto continúa siendo rentable; sin embargo, es de hacerse notar que para el volumen de inversión requerido el margen de ganancia para Petróleos Mexicanos es muy reducido.

6.1.2. Migración a contrato de licencia

Para la migración de un contrato de asignación a un contrato de licencia es necesario primero establecer que permanecerán en ambos modelos fiscales, el volumen de fluidos a producir, las inversiones y costos necesarios, tal como se describen en los apartados anteriores de este capítulo.

Recapitulando, un contrato de licencia es aquel en el que el Estado otorga al operador petrolero el derecho de extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad del Estado en el área contractual, de conformidad con la normatividad aplicable, las mejores prácticas de la industria y los términos y condiciones del presente contrato.

El operador petrolero tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, siempre que, conforme a los términos del contrato, se encuentre al corriente en el pago de las contraprestaciones del Estado.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las actividades petroleras. El contratista tendrá el derecho exclusivo de conducir las actividades petroleras en el área contractual, sujeto a lo establecido en el presente contrato y en la normatividad aplicable.

En donde las contraprestaciones para el estado serán:

- La cuota contractual para la fase exploratoria, la cual será aplicable durante el período de evaluación
- Las regalías
- El porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el mes de que se trate, mismo que será ajustado de conformidad con el mecanismo de ajuste,

De lo anterior se deduce que: considera contraprestaciones sobre la utilidad bruta, no considera la recuperación de costos como en el modelo de asignaciones, el mecanismo de ajuste es en base al volumen de producción y precios de los hidrocarburos extraídos, finalmente una característica sobresaliente de este tipo de contratos es que la adjudicación de la licencia es por la regalía adicional que el operador petrolero ofrezca.

Si se analizan los valores de las regalías mostradas en la Tabla 3.5 resultados de la licitación L03 campos terrestres para extracción; los valores de la participación del Estado en la utilidad operativa van desde un 10 hasta un 85 [%], por simple inspección se puede pensar que aquellos que ofrecieron cuotas mayores a 30 [%] fue por el hecho de ganar la licitación y quizá no tengan una evaluación económica muy bien sustentada o que estratégicamente lo hayan realizado para asegurar su estancia en México o por tener campos aledaños que resulten más sustentables.

6.1.2.1. Premisas y evaluación económica

Como se describió en el apartado anterior para la migración de un contrato de asignación a un contrato de licencia permanecerán en ambos modelos fiscales, el volumen de fluidos a producir, las inversiones y costos necesarios, por lo que la evaluación económica antes de impuestos es la misma que la mostrada en la Tabla 6.5.

Para la evaluación económica posterior a impuestos, se programó el cálculo de las contraprestaciones antes mencionadas, con los procedimientos mostrados en el capítulo 3 y considerando una tasa para la utilidad compartida del 30 [%] el cual es un valor mínimo fijado por el Estado Mexicano.

Para estos casos de evaluación se considera que solo hay fase de extracción, por lo que la cuota para la fase exploratoria también es cero. De lo anterior la **Tabla 6.6** muestra los resultados de la evaluación económica considerando una tasa de utilidad compartida del 30 [%].

Tabla 6.6 Evaluación económica después de impuestos con TUC del 30 [%]

Regalía	Cuota contractual para la fase exploratoria	Regalía adicional	Derechos fiscales totales	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales
[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]
9,041	0	38,092.341	47,133	31,279
8,183	0	34,270.445	42,453	25,367
7,788	0	32,444.680	40,233	22,771
9,596	0	35,382.653	44,978	37,497
8,313	0	30,225.832	38,539	29,164
7,311	0	26,740.746	34,052	23,725
6,838	0	24,969.199	31,807	28,964
6,185	0	22,617.678	28,802	27,126
5,690	0	20,765.867	26,456	23,349
5,162	0	18,967.281	24,130	21,198

4,909	0	17,477.253	22,386	19,071
4,672	0	16,157.861	20,829	17,398
4,647	0	15,646.396	20,293	16,203
4,512	0	14,743.153	19,255	15,296
4,278	0	13,830.627	18,109	13,269
97,125	0	362,332.012	459,457.347	351,676.267

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de licencia y una tasa de utilidad operativa del 30 [%] se muestran en la **Tabla 6.7**.

Tabla 6.7 Indicadores económicos antes y después de impuestos con TUC 30 [%]

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	501,035	212,671	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	150,853	150,853	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.32	1.41	[peso/peso]

Si comparamos el valor de VPN / VPI después de impuestos de la Tabla 6.5 evaluado como modelo de asignaciones, con el valor de 1.41 [peso/peso], mostrado en la Tabla 6.7 y evaluado como modelo de licencia y con una tasa de utilidad operativa del 30 [%], la diferencia es de 1.15 [peso/peso] más que en el modelo de asignaciones, claramente resulta más ventajoso el modelo de licencias y esto se aprecia por ser menor la carga impositiva.

6.1.3. Migración a contrato de producción compartida

De igual manera que en la migración al contrato anterior, también para este caso permanecerán sin cambios, el volumen de fluidos a producir, las inversiones y

costos necesarios, tal como se describen en los apartados anteriores de este capítulo.

Recordando que en un contrato de producción compartida o de utilidad compartida: en los contratos de utilidad compartida, los contratistas entregarán la totalidad de la producción contractual al comercializador, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo.

El Fondo Mexicano del Petróleo conservará las contraprestaciones que correspondan al Estado, y pagará al contratista las contraprestaciones que en su caso le correspondan cada periodo conforme se señale en el contrato.

Los Contratos de producción compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

- La cuota contractual para la fase exploratoria.
- Las regalías.
- Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa

En la migración de áreas bajo Asignación a los esquemas de contrato de utilidad compartida o de producción compartida, en términos de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría determinará los términos económicos, cuidando que los ingresos a través del tiempo para el Estado no sean inferiores a los que se hubieran obtenido bajo la Asignación original.

6.1.3.1. Premisas y evaluación económica

Como se describió en el apartado anterior para la migración de un contrato de asignación a un contrato de licencia permanecerán en ambos modelos fiscales, el volumen de fluidos a producir, las inversiones y costos necesarios, por lo que la evaluación económica antes de impuestos es la misma que la mostrada en la Tabla 6.5.

De las contraprestaciones para este tipo de contrato también se deduce que: considera contraprestaciones sobre la utilidad bruta, no considera la recuperación de costos como en el modelo de asignaciones, el mecanismo de ajuste es en base al volumen de producción y precios de los hidrocarburos extraídos, finalmente una característica sobresaliente de este tipo de contratos es que la adjudicación de la licencia es por la regalía adicional que el operador petrolero ofrezca.

Como en el caso anterior se considera como [%] de utilidad operativa el 30 [%], que es valor fijado por el Estado. Para la evaluación económica posterior a impuestos, se programó el cálculo de las contraprestaciones antes mencionadas, con los procedimientos mostrados en el capítulo 3.

Para estos casos de evaluación se considera que solo hay fase de extracción, por lo que la cuota para la fase exploratoria también es cero. De lo anterior la **Tabla 6.8** muestra los resultados de la evaluación económica considera una tasa de utilidad operativa del 30 [%].

Tabla 6.8 Evaluación económica después de impuestos con [%] de UO del 30 [%]

Regalía [mmpesos]	Cuota contractual para la fase exploratoria [mmpesos]	[%] de utilidad operativa [mmpesos]	Derechos fiscales totales [mmpesos]	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales [mmpesos]
8,890	0	34,602	43,493	80,664
7,975	0	31,070	39,045	72,425
7,644	0	29,567	37,212	69,031
9,695	0	32,794	42,489	76,561
8,034	0	26,800	34,834	62,553
6,403	0	21,532	27,934	50,232
5,732	0	19,244	24,976	44,893
4,932	0	16,595	21,527	38,713
4,416	0	14,813	19,229	34,555
3,823	0	12,933	16,757	30,169
3,436	0	11,224	14,660	26,181
3,052	0	9,655	12,707	22,519
2,916	0	8,980	11,896	20,945
2,705	0	8,048	10,753	18,771
2,606	0	7,642	10,248	17,823
82,260	0	285,501	367,760.217	666,036.245

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de utilidad compartida y una tasa de utilidad operativa del 30 [%] se muestran en la **Tabla 6.9**.

Tabla 6.9 Indicadores económicos antes y después de impuestos con UO 30 [%]

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	501,035	443,905	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	150,853	150,853	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.32	2.94	[peso/peso]

Si comparamos el valor de VPN / VPI después de impuestos de la Tabla 6.5 evaluado como modelo de asignaciones de 0.26 [peso/peso] y el valor de 1.41 [peso/peso], mostrado en la Tabla 6.7 evaluado como modelo de licencia y con una tasa de utilidad operativa del 30 [%] con el valor de 2.94 [peso/peso] del modelo de utilidad o producción compartida, se observa una clara ventaja de este modelo por encima de los dos anteriores, esto no sólo se debe a la carga impositiva menor, sino que para este tipo de contratos las deducciones por concepto de inversión y gastos de operación son deducibles al 100 [%].

6.1.4. Comparativa de modelos

La **Tabla 6.10** muestra un comparativo antes y después de impuestos de los tres modelos fiscales que actualmente se celebran en México en el ramo petrolero, resulta más que evidente que los modelos de licencias y los de utilidad o producción compartida son más ventajosos con respecto al modelo de asignaciones siempre y cuando la tasa de utilidad operativa (para este caso se evaluó considerado 30 [%]) no sea incrementada (aunque el Estado y por contrato está en su derecho de hacerlo, según lo considere).

Tabla 6.10 Comparativa de indicadores económicos entre modelos fiscales

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Modelo de Asignaciones	Modelo de Licencias	Modelo de Utilidad compartida	Unidades
		Después de impuestos			
Valor presente neto	501,035	39,076	212,671	443,905	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	150,853	150,853	150,853	150,853	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.32	0.26	1.41	2.94	[peso/peso]

Sin embargo los tres modelos están sujetos al cumplimiento de los pronósticos de producción y demás aspectos que se encuentren contenidos en los respectivos contratos, para visualizar la forma en que los contratos puedan o no ser ventajosos, para este caso de estudio se realizó un ejercicio en donde se varió la tasa de utilidad operativa (para el caso de los modelos de licencias y de utilidad operativa), para el caso del modelo de asignaciones este permanece constante en 65 [%], los resultados se muestran en la **Figura 6.4**.

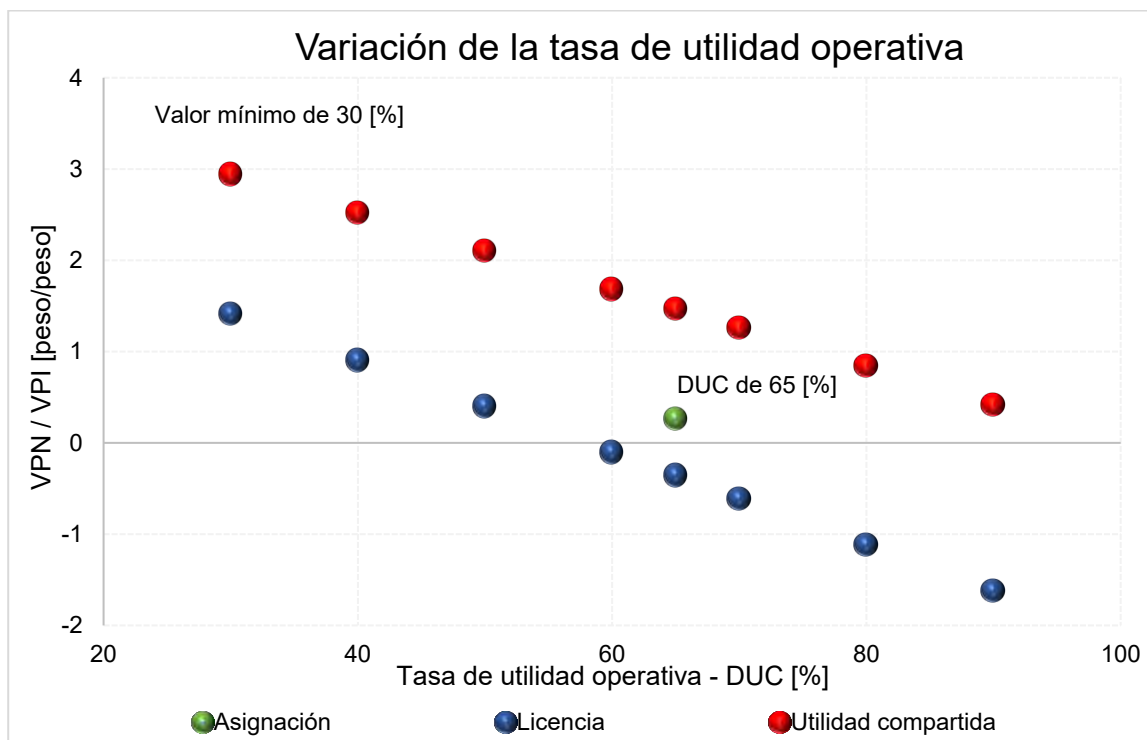


Figura 6.4 Variación de la utilidad operativa en los modelos fiscales

De la Figura 6.4, se observa que para los contratos de licencia y de producción compartida sus indicadores económicos resultan ser muy susceptibles a la variación de la tasa de utilidad operativa, siendo más evidente en los contratos de licencia, esto se debe principalmente a las deducciones que no son al 100 [%], mientras que para los contratos de utilidad compartida, se ven beneficiados por la recuperación de costos, que es deducible al 100 [%].

6.2. Evaluación del campo Akal con proyecto de recuperación mejorada

6.2.1. Antecedentes

Con base en el estudio realizado por la Facultad de Ingeniería de la UNAM sobre las oportunidades de Recuperación Mejorada (EOR), se encontró que bajo las condiciones actuales del yacimiento, la factibilidad de la inyección de surfactantes espumados en la zona invadida por gas para expulsar el aceite de la matriz hacia las fracturas, así como la implementación de un proceso de doble desplazamiento (DD) en la zona invadida por el acuífero para expulsar el aceite de la matriz en esa zona, son los procesos más viables.

El DD podría implementarse en un inicio de la manera tradicional y posteriormente mejorarse con la inyección de surfactante espumado en el casquete, de probarse viable técnica y económicamente; para ello se recomienda realizar estudios adicionales de laboratorio, simulación y sobre todo una segunda prueba piloto para confirmar la efectividad del surfactante espumado en un bloque del yacimiento que involucre la inyección en un pozo y la observación de resultados en otro.

Es importante resaltar que el aceite remanente por el cual se tendría que aplicar un proceso de recuperación mejorada es el que está atrapado dentro de la matriz en la zona del casquete de gas (se estiman 9,000 [mmbbl]) y el que está en la zona invadida por el acuífero, en el bloque sur de Akal (se estiman 4,500 [mmbbl]).

La inyección debe ser en estas dos zonas y se espera que por diferencia de densidades (gas-aceite o aceite-agua) el aceite se libere, posteriormente por

segregación se integre a la ventana de aceite del campo, procurando entonces que los pozos productores se encuentren en dicha ventana y lejos de las zonas de contacto entre distintos fluidos (Rodríguez de la Garza, 2012).

En el caso particular de los métodos de recuperación mejorada con químicos es importante llevar a cabo una buena caracterización y control de los productos inyectados y los fluidos producidos, antes, durante y después de la prueba piloto.

El monitoreo de la evolución de estos parámetros, además de requerirse en el análisis e interpretación de la prueba, permitirá detectar oportunamente la posible formación de productos secundarios no deseados, que pudiesen tener un impacto negativo en el aseguramiento de flujo y el manejo y acondicionamiento de los hidrocarburos.

Los estudios realizados para la identificación de las zonas a inyectar surfactante espumado, demuestran que es posible controlar el fenómeno de movilidad en las fracturas con la posibilidad de que el surfactante pueda entrar a la matriz y logre realizar un cambio de la tensión interfacial y con ello liberar el aceite hacia las fracturas (Maghsood, 2010 y Skoreyko, 2012).

Es esencial evaluar el control de la movilidad en los vóculos, ya que para garantizar la eficiencia de cualquier proceso de recuperación mejorada en este campo es necesario caracterizar las redes de fracturas y vóculos, tanto areal como verticalmente, para determinar si el fluido que se va a inyectar se moverá a través de la red fracturas o a través de la red de vóculos, ya que área de contacto con la matriz es fundamental para cualquier proceso de recuperación mejorada, y el área de contacto matriz - fractura es muy diferente al área de contacto matriz - vóculo.

Finalmente, es importante resaltar que a nivel mundial no se tienen casos en los cuales se hayan realizado estos métodos de Recuperación Mejorada (EOR), por lo que es importante continuar con la curva de aprendizaje mediante estudios de laboratorio, simulación numérica y pruebas piloto, siendo todas estas las que dictarán la pauta para la decisión de su efectividad y la posible aplicación a gran escala.

6.2.2. Premisas para la evaluación económica

Para determinar el volumen de fluidos a recuperar mediante las técnicas descritas en el apartado anterior se tomó en cuenta la Figura 1.1 (Definición de recuperación adicional de hidrocarburos, Stosur, 2003) del capítulo 1, en donde teóricamente se menciona que por la aplicación de los procesos de recuperación mejorada el incremento en el factor de recuperación oscila entre el 50 y mayor al 80 [%].

Con respecto a los costos de producción, estos se determinaron con base en la Figura 1.3 (Relación entre el costo de producción y la disponibilidad de los recursos), también del capítulo 1 en donde se muestra que para producir petróleo mediante técnicas de recuperación mejorada los costos se elevan hasta 80 [dólares/barril] para el caso en evaluación se tomó un costo de 60 [dólares/barril].

De lo anterior la muestra los pronósticos de producción, las inversiones necesarias y los gastos de operación a los cuales, el caso de estudio estaría sometido y sobre los cuales, se realizará la evaluación económica, de igual forma, se evaluarán los tres tipos de modelos fiscales.

Tabla 6.11 Pronósticos de producción, inversiones y gastos de operación para un proyecto de RM en Akal

Año	Pronóstico de producción		Pronóstico de producción		Inversión estratégica [mmpesos]	Inversión operacional [mmpesos]	Inversión de abandono [mmpesos]	Inversión total [mmpesos]	Gastos de operación [mmpesos]
	Aceite [mbp]	Gas [mmpcd]	Aceite [mbp]	Gas [mmpcd]					
2011	461	641	461	641	20,423	9,118	418	29,541	19,013
2012	416	509	416	509	18,517	10,187	6	28,704	17,702
2013	394	428	394	428	18,875	9,812	117	28,687	16,449
2014	381	284	381	284	10,383	9,793	75	20,176	15,282
2015	325	197	325	197	8,926	10,202	222	19,128	13,913
2016	287	190	287	190	9,615	9,060	143	18,675	12,675
2017	270	162	270	162	4,188	7,311	72	11,499	10,952
2018	245	147	294	176	4,429	6,655	50	11,084	19,167
2019	227	112	272	134	4,769	7,043	128	11,812	17,969
2020	207	115	248	138	4,587	6,400	51	10,987	16,525
2021	186	88	223	106	3,764	6,278	270	10,042	15,602
2022	167	72	200	86	3,359	5,607	110	8,966	15,115
2023	155	84	186	101	3,431	5,732	20	9,163	14,852
2024	142	64	170	77	3,393	4,924	90	8,317	14,408
2025	133	49	160	59	2,436	4,603	45	7,039	16,317
Total	3,996	3,142	4,288	3,288	121,094	112,725	1,817	233,819	235,941

En la **Figura 6.5** se muestra el pronóstico de aceite y en **Figura 6.6** el pronóstico de producción de gas, por la aplicación de los procesos de recuperación mejorada.

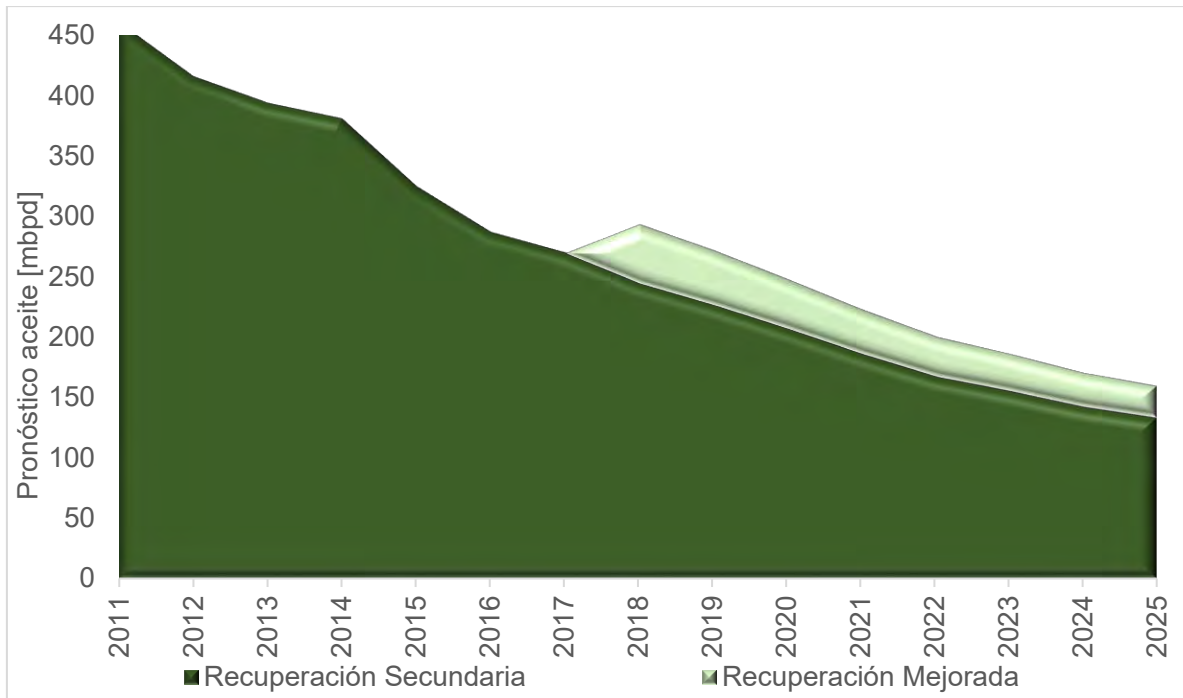


Figura 6.5 Pronóstico de producción de aceite con RM

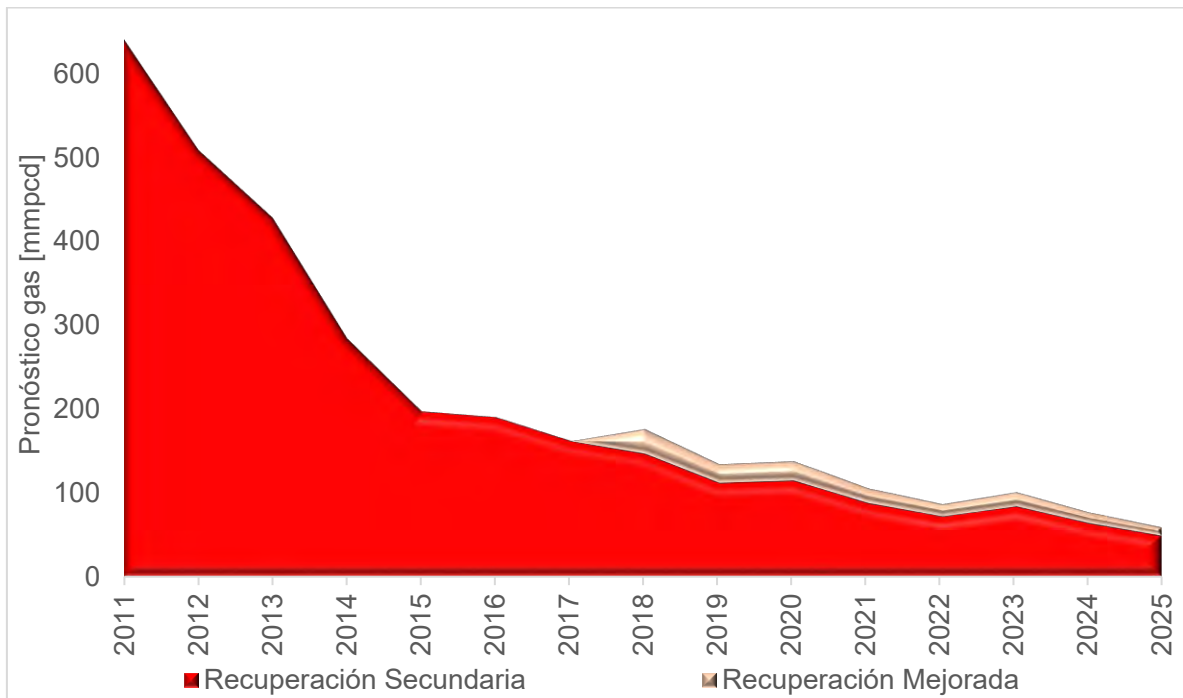


Figura 6.6 Pronóstico de producción de gas con RM

6.2.3. Evaluación económica

Para el desarrollo de la evaluación económica se mostrarán los resultados de evaluar este proyecto como asignación, licencia y como producción compartida, el detalle de los derechos fiscales y su significado fueron descritos cuando se evaluó este proyecto solo con recuperación secundaria.

6.2.3.1. Evaluación económica como asignación petrolera

La **Tabla 6.12** muestra el desglose de las contraprestaciones para el Estado y del flujo de efectivo que se tendría posterior al pago de impuestos fiscales, para este caso de estudio, también se considera que no hay actividad exploratoria, solo actividades propias de la extracción de hidrocarburos, por lo que el derecho de exploración de hidrocarburos es cero.

Tabla 6.12 Evaluación económica con un modelo de asignación y un proyecto de RM

Derecho por la utilidad compartida	Derecho de extracción de hidrocarburos	Derecho de exploración de hidrocarburo	Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	Derechos fiscales totales	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales
[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]
66,340	9,041	0	8.784	75,390	3,031
59,652	8,183	0	8.784	67,844	-15
56,447	7,788	0	8.784	64,244	-1,231
60,842	9,596	0	8.784	70,447	12,037
57,232	8,313	0	8.784	65,554	2,158
49,467	7,311	0	8.784	56,788	998
45,076	6,838	0	8.784	51,923	8,857
47,813	7,422	0	8.784	55,243	4,978

42,804	6,828	0	8.784	49,641	3,642
39,124	6,195	0	8.784	45,328	3,030
35,932	5,891	0	8.784	41,831	2,434
33,115	5,606	0	8.784	38,730	1,820
31,971	5,576	0	8.784	37,556	1,015
30,021	5,414	0	8.784	35,444	803
28,128	5,134	0	8.784	33,270	-1,303
683,965	105,136	0	132	789,233	42,252

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de asignaciones se muestran en la **Tabla 6.5**.

Tabla 6.13 Indicadores económicos con un modelo de asignación y un proyecto de RM

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	509,322	25,463	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	155,707	155,707	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.27	0.16	[peso/peso]

La rentabilidad y tolerancia del proyecto a la carga impositiva como asignación, ponen de manifiesto que este proyecto continúa siendo rentable; sin embargo, si lo comparamos con el proyecto en donde solo se aplicaba recuperación secundaria, este último resulta con 0.26 [peso/peso], es aquí en donde se pone de manifiesto que la carga fiscal dependiente solo del precio del hidrocarburo, resulta una limitante muy grande para llevar a cabo algún proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos.

6.2.3.2. Evaluación económica como Licencia

La **Tabla 6.14** muestra los resultados de la evaluación económica considerando una tasa de utilidad compartida del 30 [%] y un modelo de licencia.

Tabla 6.14 Evaluación económica con un modelo licencia, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM

Regalía	Cuota contractual para la fase exploratoria	Regalía adicional	Derechos fiscales totales	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales
[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]	[mmpesos]
9,041	0	38,092	47,133	31,279
8,183	0	34,270	42,453	25,367
7,788	0	32,445	40,233	22,771
9,596	0	35,383	44,978	37,497
8,313	0	30,226	38,539	29,164
7,311	0	26,741	34,052	23,725
6,838	0	24,969	31,807	28,964
7,422	0	27,141	34,563	34,620
6,828	0	24,919	31,747	29,938
6,195	0	22,761	28,956	27,128
5,891	0	20,973	26,864	24,696
5,606	0	19,389	24,995	22,621
5,576	0	18,776	24,352	21,162
5,414	0	17,692	23,106	19,877
5,134	0	16,597	21,731	17,865
105,136.35	0	390,373.24	495,509.58	396,673.28

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de licencia y una tasa de utilidad operativa del 30 [%] se muestran en la **Tabla 6.15**.

Tabla 6.15 Indicadores económicos con un modelo licencia, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	509,322	206,939	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	155,707	155,707	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.27	1.33	[peso/peso]

Si comparamos el valor de VPN / VPI después de impuestos de la Tabla 6.15, con el valor de 1.41 [peso/peso], mostrado en la Tabla 6.7 ambos evaluados como modelo de licencia y con una tasa de utilidad operativa del 30 [%], la diferencia es una baja en el valor del proyecto que si solo se desarrollara con recuperación secundaria de la Tabla 6.7.

6.2.3.3. Evaluación económica como Utilidad Compartida

La **Tabla 6.16** muestra los resultados de la evaluación económica considerando una tasa de utilidad compartida del 30 [%] y un modelo de utilidad o producción compartida.

Tabla 6.16 Evaluación económica con un modelo utilidad compartida, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM

Regalía [mmpesos]	Cuota contractual para la fase exploratoria [mmpesos]	[%] de utilidad operativa [mmpesos]	Derechos fiscales totales [mmpesos]	Flujo de efectivo después de impuestos fiscales [mmpesos]
9,041	0	30,619	39,659	38,752
8,183	0	27,532	35,714	32,106
7,788	0	26,053	33,841	29,163
9,596	0	28,081	37,677	44,799
8,313	0	23,954	32,267	35,436

7,311	0	21,205	28,516	29,261
6,838	0	19,797	26,635	34,136
7,422	0	21,522	28,944	31,268
6,828	0	19,756	26,584	26,690
6,195	0	18,057	24,252	24,096
5,891	0	16,584	22,475	21,782
5,606	0	15,284	20,890	19,651
5,576	0	14,756	20,332	18,230
5,414	0	13,856	19,270	16,968
5,134	0	12,982	18,116	13,842
105,136.35	0	310,035.68	415,172.02	416,180.84

Los resultados económicos correspondientes a la evaluación económica considerando un modelo fiscal de utilidad compartida y una tasa de utilidad operativa del 30 [%] se muestran en la **Tabla 6.17**.

Tabla 6.17 Indicadores económicos con un modelo utilidad compartida, una TUC del 30 [%] y un proyecto de RM

Indicadores económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor presente neto	509,322	255,710	[mmpesos]
Valor presente de la inversión	155,707	155,707	[mmpesos]
Relación VPN/VPI	3.27	1.64	[peso/peso]

Al comparar los indicadores económicos del campo Akal y evaluado con un modelo fiscal de producción compartida, una tasa de utilidad operativa del 30 [%] tanto para un proyecto solo con recuperación secundaria y con proyecto adicional de recuperación mejorada, los resultados son algo interesantes, al evaluar el proyecto sólo con recuperación mejorada en la **Tabla 6.9** se muestra que se obtiene un VPN/VPI de 2.91 [peso/peso], sin embargo al incorporarle el proyecto de recuperación mejorada el proyecto se deprecia a 1.64 [peso/peso].

Lo anterior indica que independientemente de incorporar mayor volumen de hidrocarburos al final del periodo de evaluación, la independencia de los modelos fiscales sólo del precio del hidrocarburo hace que proyectos que requieren mayor inversión se vean limitados por los bajos indicadores.

6.2.4. Comparativa de modelos

La **Tabla 6.18** muestra un comparativo de los tres modelos fiscales que actualmente se celebran en México en el ramo petrolero, en esta se muestra como varía la relación VPN / VPI con un proyecto sólo de recuperación secundaria y como es su comportamiento cuando a este mismo proyecto se le incorpora un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Tabla 6.18 Comparativa de modelos fiscales con RS contra RS + RM

Indicadores económicos	Proyecto Akal con RS			Proyecto Akal con RS + RM		
	Modelo de Asignaciones	Modelo de Licencias	Modelo de Utilidad compartida	Modelo de Asignaciones	Modelo de Licencias	Modelo de Utilidad compartida
	Después de impuestos			Después de impuestos		
Valor presente neto	39,076	212,671	443,905	25,463	206,939	255,710
Valor presente de la inversión	150,853	150,853	150,853	155,707	155,707	155,707
Relación VPN/VPI	0.26	1.41	2.94	0.16	1.33	1.64

La Tabla 6.18 también confirma que los modelos de licencias y de producción o utilidad compartida presentan mejores indicadores que el modelo de asignación,

principalmente por la tasa de utilidad operativa, que en este caso fue de 30 [%] contra el 65 [%] que tiene que pagar una asignación por el derecho de utilidad compartida o DUC.

Sin embargo lo que resulta aún más interesante independientemente del modelo fiscal, es que al evaluar el proyecto con la incorporación de un método de recuperación adicional de hidrocarburos y a pesar de que los indicadores económicos continúan siendo positivos, estos resultan menores que cuando se evaluó el campo sólo con un proyecto de recuperación secundaria; esto se debe principalmente a que los ingresos generados por la aplicación de un método de recuperación mejorada son mayores, independientemente de que también generan mayor recuperación de hidrocarburos pero a su vez incrementan las inversiones y un mayor pago de impuestos.

También se realizó un ejercicio en donde se varió la tasa de utilidad operativa (para el caso de los modelos de licencias y de utilidad operativa), para el caso del modelo de asignaciones este permanece constante en 65 [%], los resultados se muestran en la **Figura 6.7**.

En esta figura también se puede apreciar lo comentado en los párrafos anteriores, es decir: se generan mayores ingresos por la aplicación de un método de recuperación mejorada, pero la carga impositiva hace que estos proyectos sean marginales, en general y basándose solo en los indicadores económicos; resulta más factible desarrollar el proyecto solo con recuperación secundaria.

Esto a su vez hace aún más sensible el proyecto a la variación de la tasa de utilidad operativa.

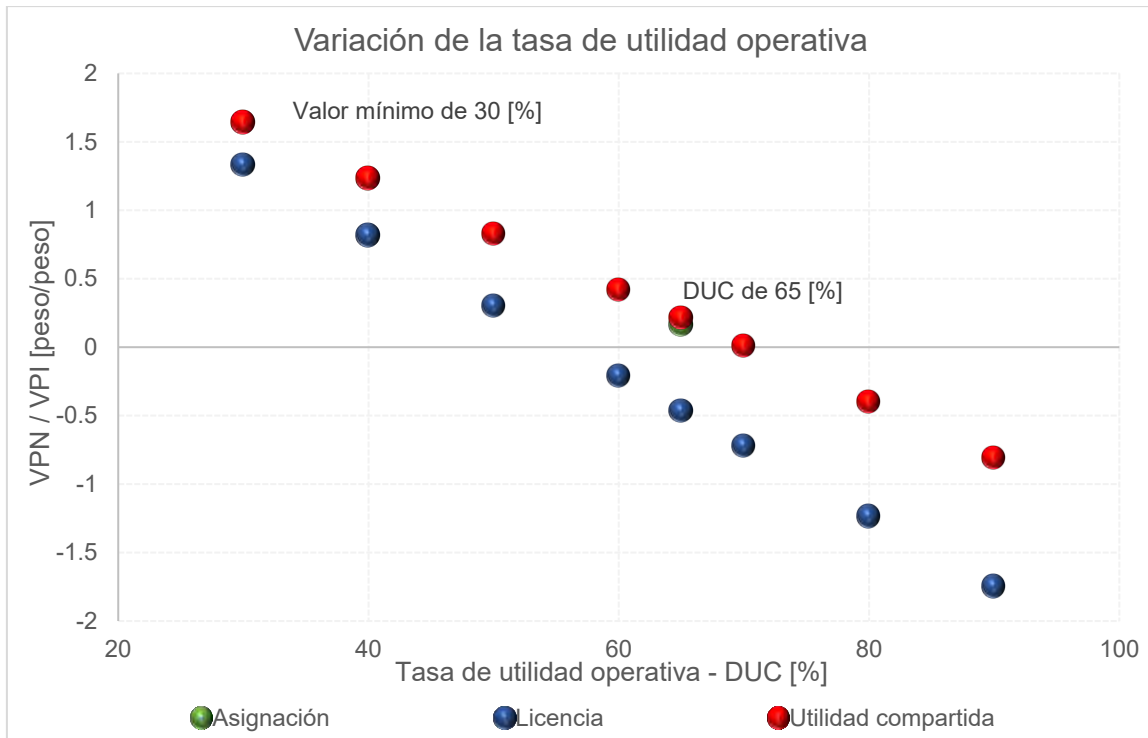


Figura 6.7 Variación de la tasa de utilidad operativa en el proyecto Akal con RS + RM

6.3. Evaluación económica con el mecanismo de ajuste modificado

Indicadores económicos	Proyecto con RS	Proyecto RS + RM	Proyecto RS + RM con Factor R modificado
	Después de impuestos		
Valor presente neto	39,076	25,463	95,206
Valor presente de la inversión	150,853	155,707	155,707
Relación VPN/VPI	0.26	0.16	0.61

Comentarios generales

Cómo se mencionó en los capítulos anteriores los procesos de recuperación adicional de hidrocarburos, presentan grandes ventajas para contribuir al incremento en el factor de recuperación, para incrementar las reservas y aunque sus costos aplicación y producción se encuentran por encima de los costos que se generan por producción primaria (el incremento es aproximadamente de 40 dólares) siguen siendo procesos más rentables, que las fuentes alternas de energía, como biodiesel o etanol cuyo costo de producción se incrementa más de 100 dólares.

Actualmente los contratos para la exploración y la extracción de hidrocarburos en sus diferentes modalidades, no incentivan la inversión y en algunos casos restringe la aplicación de los procesos EOR, esto se denota al evaluar al campo Akal bajo diferentes esquemas de contrato y sometiénolo a las contraprestaciones para el Estado actuales, realmente la ganancia esperada por la aplicación de un proceso de recuperación adicional es mínima, sin embargo, con el factor R propuesto; al incluir el costo de extracción, el contenido nacional y el recurso humano entre otros factores, esta nueva distribución si incentiva y se muestra un incremento hacia la ganancia para el estado del 22 [%].

Si bien es cierto que para asegurar el éxito de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos, la necesidad de un centro de recuperación adicional se hace más evidente, a través del fondo CONACYT – SENER se vislumbra como el mecanismo más adecuado para llevarlo a la realidad, como se comentó este fondo fue creado a partir de recursos provenientes de Petróleos Mexicanos por lo que para futuras licitaciones, se debe de incluir que los futuros operadores petroleros en sus respectivos contratos se realice una aportación hacia este fondo independientemente de la sustentabilidad a la que llegue este centro nacional.

La orientación de este centro de recuperación adicional, también estará encaminada a la generación de recurso humano, los cuales asimilarán y desarrollarán las técnicas para la implementación de los procesos de recuperación adicional, para con ello reducir costos y enfocándose en buscar materias primas en México (y evitar tráelas de otros países).

Finamente con la aplicación y seguimiento de los lineamientos para la aplicación de los métodos de recuperación adicional, se estará asegurando el uso adecuado de las tecnologías, la aplicación de las mejores prácticas, que en conjunto detonarán beneficios al país.

Referencias

Agencia Internacional de Energía.

Ahmad, O., Joop, C., "The Damascus Study Centre", SPE 81588, Siria, 2003, 7 p.p.

Gil, E., Chamorro, A., Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros, IHS Inc., 2006.

Henson R., Todd A. y Cobertt P. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery" artículo SPE 75148 presentado en "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril de 2002.

Lager, A., Webb, K.J. and Black, J.J.: "Impact of Brine Chemistry on Oil Recovery," Paper A24, presented at the EAGE IOR Symposium, Cairo, Egypt, April 22-24, 2007.

Le Leuch, H.: Regímenes fiscales para petróleo y gas natural, Marzo 2014.

Maghsood, A., Rodríguez de la Garza, F., Chengwu, Y. y Pope, G. A., "Single Well Simulation Study of Foam EOR in Gas Cap Oil of the Naturally Fractured Cantarell Field", SPE-129867-MS, 2010.

Mata, J.J.: "Procesos de Recuperación Mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado". UNAM, Febrero, 2010.

Moritis, G.: "CO₂, Miscible, Steam Dominate EOR Processes," Oil and Gas J., Abril 2010.

NPC, National Petroleum Council, "Hard Truths, Facing the Hard Truths about Energy", Library of Congress, número de registro: 2007937013, pp. 127-130, E.E.U.U., 2007.

PEMEX: Estrategias para la optimización de campos maduros, Enero 2015.

PEMEX: Recuperación Secundaria y Mejorada en PEMEX Exploración y Producción, Septiembre 2016.

PEMEX: Reservas 2P, Enero 2016.

Rivas, O., S. Embid y F. Bolívar "Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes", artículo SPE 23641 presentado en "Second Latin America Petroleum Engineering Conference, II LAPEC" llevado a cabo en Caracas, Venezuela, 8-11 Marzo de 1992.

Rodríguez de la Garza, F., Ortega Galindo, R. y García Pietri, E. I., "Gas Coning and Channeling Management in Naturally Fractured Reservoirs with Applications to the Akal - Cantarell Field", SPE-153393-MS, 2012.

Saggaf, M.: "A Vision for Future Upstream Technologies," JPT, March 2008.

Stefanescu, D., et al., Applying New Technology to Optimize Mature Oil and Gas Fields, SPE 94075, 2005.

Skoreyko, F. A., Villavicencio Pino, A., Rodríguez, P. H. y Nguyen, Q. P., "Understanding Foam Flow with a New Foam EOR Model Developed from Laboratory and Field Data of the Naturally Fractured Canratell Field", SPE-153942-MS, 2012.

Stosur, G.J., Hite, J.R. and Carnahan, N.F.: "The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms," SPE paper 84908, presented at the SPE International IOR Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, Octubre 20-21, 2003.

Stosur, G.J.: "EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring," SPE paper 84864, presented at the SPE IOR Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21, 2003.

Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Høgnesen, E.J., Olsen, M. and Barstad, S.M.: "Smart Water for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study," Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009.

Taber, J.J., Martin F.D.: "Technical screening guides for the enhanced recovery of oil". SPE, paper 12069, 1983, Nuevo Mexico, 20 p.p.

Zhel'tov, Y. P., Filippov, V. P. "Organisation of international research center for enhanced oil recovery". SPE, paper WPC 26282, Noruega, 1994, 2 p.p.