



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis comparativo de los
esquemas regulatorios para el
impulso de procesos de
Recuperación Mejorada en México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Carlos Alberto Arrieta Pimentel

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Luis Bashbush Bauza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A **mis padres, Magda y Gonzalo**, por creer en mí siempre y apoyarme en cada paso, por ser mi ejemplo y mi sostén, por darme su infinito amor y respaldo, y porque jamás hubiera llegado hasta aquí sin ustedes.

A **Belén**, por enseñarme que a pesar de lo inciertos que puedan ser los caminos, solo hace falta creer para que las cosas ocurran. Por siempre impulsarme, por ser mi soporte, por hacerme feliz.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería**, por brindarme el tesoro invaluable de la educación. Por abrirme sus puertas y formarme como profesionista y como una mejor persona.

Al **Dr. José Luis Bashbush Bauza** por dirigir este trabajo con tanto entusiasmo. Por la oportunidad, sus muchas enseñanzas, por su apoyo y dedicación.

Al **Lic. Fabio Barbosa**, al **Mtro. Gaspar Franco**, a la **Dra. Paulina Gómora** y al **Ing. Rodrigo Orantes**, por revisar y complementar esta tesis. Por toda su ayuda y disposición.

Al **Ing. Erick Gallardo** por orientarme para la realización de este trabajo.

Al **Mtro. Gaspar Franco**, a la **Ing. Anayantzin Almanza** y a la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** por recibirme para la realización de mi servicio social y permitirme enriquecer mi aprendizaje profesional.

A la **Society of Petroleum Engineers** por llenarme de oportunidades, conocimientos y experiencias gratas.

A **todos los profesores** que tuvieron la gentileza de enseñarme a lo largo de mi vida.

A los ingenieros **Érik Castañeda** y **Óscar Vega**, por ser mis profesores y dejarme ser su amigo. Toda mi estima y admiración para ustedes.

A mis **abuelitas Mari e Irma** que me han cuidado y enseñado grandes lecciones de vida. Por el milagro de ser su nieto.

A mis **padrinos Selma y Alejandro, Claudia y Efrén**, por siempre estar presentes y tenderme la mano.

A **Montse y David** por crecer conmigo y ser los hermanos que no tuve, por el cariño, los consejos y el apoyo.

A **Tadeo** por ser mi cómplice en esta aventura universitaria y convertirte en mi amigo entrañable.

A **Tonatiuh, Kevin, Moisés, Alonso, Ximena y Marlene**, por la amistad y las muchas risas.

A **Raciel, Maritere, Mariana, Areli, Omar, Joshua, Alan, Jorge, Efraín, Axel, Armando, Donovan, Fernando, Antonio, Sergio, Raymundo y Paola**, por mostrarme que la verdadera amistad no caduca.

A mis compañeros y amigos del **Museo Universum** y del **Museo de Geología**, por compartir conmigo y dejarme aprender de ustedes.

A **Ajax** por las tantas dudas resueltas.

Y a todos mis **familiares, amigos y compañeros** que de alguna forma contribuyeron al logro de esta meta.

¡Infinitas gracias!

Ad astra per aspera

Tesis titulada:

Análisis comparativo de los esquemas regulatorios para el impulso de procesos de Recuperación Mejorada en México

Presentada por:

Carlos Alberto Arrieta Pimentel

Dirigida por:

Dr. José Luis Bashbush Bauza

Revisada y evaluada por los sinodales:

Lic. Fabio Erazo Barbosa Cano

Mtro. Gaspar Franco Hernández

Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa

Ing. Rodrigo Orantes López

RESUMEN

Los hidrocarburos han sido por décadas la fuente de energía más importante del mundo y pesar de la tendencia incremental de las energías renovables, el petróleo y el gas seguirán siéndolo por varias décadas más. Sin embargo, en la actualidad la industria petrolera se enfrenta a importantes retos a nivel mundial, ya que los proyectos de extracción se han vuelto cada vez más desafiantes y más costosos, por ejemplo los yacimientos no convencionales o en aguas profundas o ultra profundas. Además de lo anterior, muchos de los campos que han sostenido a las economías del mundo, han comenzado su etapa de declinación, obteniendo cada vez menos producción y necesitando nuevos procedimientos técnicos para maximizar sus factores de recuperación.

En un presente en el que las empresas petroleras buscan la metodología más eficiente para la extracción, los procesos de Recuperación Mejorada juegan un papel vital en la optimización de la producción de los yacimientos. Después de décadas, comienza a manifestarse un cambio de paradigma en el cual se ha dejado de concebir a la Recuperación Mejorada como el último paso de una línea cronológica, y se ha empezado a ver como un proyecto integral de mejores prácticas para maximizar el factor de recuperación de los campos.

A pesar de reconocer las bondades de la Recuperación Mejorada, su aplicación en México es prácticamente nula, en contraste con otros países del mundo que la han adoptado desde las primeras etapas de sus proyectos. Este efecto puede ser debido a los altos riesgos y costos que representan, aunados a la inexistencia de un marco regulatorio y fiscal flexibles que incentiven y promuevan el uso de estas metodologías.

Este trabajo realiza un análisis comparativo de las industrias petroleras de México y de diferentes países del mundo como Canadá (en las provincias Saskatchewan y Alberta), Noruega (como representante del Mar del Norte), Brasil y Colombia, en donde la legislación ha permitido el establecimiento de incentivos que estimulan a las empresas a realizar Recuperación Mejorada, generando escenarios económicos ganar-ganar, bajo el entendido de que para que el Estado gane, la empresa también debe hacerlo.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	VII
INTRODUCCIÓN	XIX
PROBLEMÁTICA	XXI
HIPÓTESIS Y OBJETIVO	XXI
I REFORMA ENERGÉTICA.....	3
1.1 Contexto histórico de la industria petrolera mexicana	3
1.2 Las motivaciones de la Reforma	6
1.3 Los cambios constitucionales con respecto a los hidrocarburos y las Leyes Secundarias	12
1.4 La esencia de la reforma con respecto a los hidrocarburos	15
1.4.1 Ley de Petróleos Mexicanos	15
1.4.2 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.....	16
1.4.3 Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	17
1.4.4 Ley de Hidrocarburos	17
1.4.4.1 Asignaciones	18
1.4.4.2 Migraciones	18
1.4.4.3 Participación del Estado en los Contratos para la Exploración y Extracción.....	19
1.4.4.4 Los Contratos para la Exploración y Extracción.....	19
1.4.4.5 Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH).....	20
1.4.4.6 Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)	21
1.4.5 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos	21
1.5 La nueva estructura institucional.....	24

1.6	Cadena de valor en la adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	27
1.7	Avances	28
II	RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	35
2.1	Trascendencia de la recuperación adicional de hidrocarburos	35
2.2	División tradicional de la Recuperación de Hidrocarburos.....	35
2.2.1	Recuperación primaria de hidrocarburos	37
2.2.2	Recuperación Secundaria de hidrocarburos.....	40
2.2.3	Recuperación Mejorada de hidrocarburos (RM)	41
2.2.4	Recuperación avanzada (RA).....	42
2.3	El cambio de paradigma.....	44
III	EVALUACIÓN ECONÓMICA	47
3.1	Importancia de la evaluación económica	47
3.2	Principios básicos	47
3.2.1	Flujo de caja	47
3.2.2	Valor del dinero en el tiempo	51
3.2.2.1	Interés compuesto.....	51
3.2.2.2	Descuento.....	52
3.2.3	Valor Presente Neto (VPN).....	52
3.2.4	Tasa Interna de Retorno (TIR)	53
3.2.5	Valor presente de los Ingresos (VPIng)	54
3.2.6	Valor Presente de los Gastos Operativos (VPG)	55
3.2.7	Valor Presente de la Inversión (VPI)	55
3.2.8	Índice de utilidad.....	56
3.2.9	Relación beneficio – costo (RBC)	57

IV	INCENTIVOS.....	61
4.1	El presente y el futuro.....	61
4.2	Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada.....	63
4.3	Incentivos fiscales actuales para la realización de procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México	65
4.4	Incentivos para la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada alrededor del mundo	68
4.4.1	Canadá.....	69
4.4.1.1	Saskatchewan	70
4.4.1.1.1	Industria petrolera	70
4.4.1.1.2	Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos.....	71
4.4.1.1.3	Incentivos por la aplicación de procesos Recuperación Mejorada.....	72
4.4.1.1.4	Resultados de la aplicación de incentivos.....	76
4.4.1.2	Alberta	80
4.4.1.2.1	Industria petrolera	80
4.4.1.2.2	Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos.....	82
4.4.1.2.3	Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada.....	84
4.4.1.2.4	Resultados de la aplicación de incentivos.....	86
4.4.2	Mar del Norte.....	91
4.4.2.1	Noruega	93
4.4.2.1.1	Industria petrolera	93
4.4.2.1.2	Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos.....	96
4.4.2.1.3	Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada.....	100
4.4.2.1.4	Resultados por la aplicación de incentivos	103
4.4.3	Brasil.....	113

4.4.3.1	Industria petrolera	113
4.4.3.2	Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos	116
4.4.3.3	Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada	119
4.4.3.4	Resultados de la aplicación de incentivos	121
4.4.4	Colombia	130
4.4.4.1	Industria petrolera	130
4.4.4.2	Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos	131
4.4.4.3	Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada	133
4.4.4.4	Resultados de la aplicación de incentivos	135
4.5	El contraste	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		153
REFERENCIAS.....		159
NOTAS		179

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Extracto del artículo 27 del texto original (facsimilar) de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917.....	4
Tabla 2: Tasa de Restitución de Reservas de México (1P, 2P y 3P) al primero de enero de 2018.	9
Tabla 3: Tasa de restitución de reservas (1P, 2P y 3P) desde 2005 y hasta 2018.	10
Tabla 4: Legislación Secundaria de la Reforma Energética de 2013.....	14
Tabla 5: Responsabilidades de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.	16
Tabla 6: Contraprestaciones para cada modalidad de contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	23
Tabla 7: Datos relevantes de los resultados de la Ronda 0.	29
Tabla 8: Licitaciones de las Rondas 1, 2 y 3.	30
Tabla 9: Asociaciones Estratégicas de PEMEX.	30

Tabla 10: Migraciones de PEMEX.....	31
Tabla 11: Características de los mecanismos naturales de desplazamiento.....	39
Tabla 12: Artículo 32 (inciso A, fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.....	67
Tabla 13: Artículo 46 (fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.....	67
Tabla 14: Artículo 40 (fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.....	67
Tabla 15: Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos otorgados por el Gobierno de Saskatchewan (2013 - junio de 2019).....	77
Tabla 16: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Saskatchewan (Canadá).....	79
Tabla 17: Reservas y producción de Alberta (Canadá) a inicios de 2018.	81
Tabla 18: Factores de recuperación de algunos yacimientos de petróleo muy viscoso en Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018.	89
Tabla 19: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de petróleo convencional de Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018.	89
Tabla 20: Reservas y producción acumulada de la Plataforma Continental Noruega (NCS) a finales de 2018.....	94
Tabla 21: Ingresos al gobierno noruego derivados del sector hidrocarburos en 2018 y proyección en 2019.....	96
Tabla 22: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Noruega al año 2018.	103
Tabla 23: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Brasil al año 2017.	126
Tabla 24: Contratos y convenios adjudicados por el Estado Colombiano para la exploración y la extracción de hidrocarburos (2019).....	136
Tabla 25: Factores de recuperación de algunos campos petroleros en Colombia al año 2018.	139
Tabla 26: Pruebas piloto de métodos de Recuperación Mejorada en Colombia hasta 2018.	142
Tabla 27: Reservas probadas de Ecopetrol (2015-2018).	144
Tabla 28: Síntesis de incentivos por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en México, Canadá (Saskatchewan y Alberta), Noruega, Brasil y Colombia.	146

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de energía en el mundo (Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente). XIX

Figura 2: Comparación entre el histórico de producción nacional y el del campo Akal en el periodo comprendido entre 1980 y 2019.	8
Figura 3: Comportamiento de la Tasa de restitución de reservas (PCE) en el periodo 2005 – 2018.	11
Figura 4: Estructura institucional antes de la Reforma Energética de 2013.	25
Figura 5: Estructura institucional después de la Reforma Energética de 2013	26
Figura 6: Cadena de valor en el sector hidrocarburos después de la Reforma Energética de 2013	28
Figura 7: División tradicional de la recuperación de hidrocarburos.....	36
Figura 8: Mecanismos de empuje.....	37
Figura 9: Elementos de la definición propuesta de Recuperación Mejorada.....	43
Figura 10: Diagrama clásico del flujo de efectivo de un proyecto de extracción de hidrocarburos.	48
Figura 11: Flujo de caja básico de un contrato para la extracción de hidrocarburos.....	50
Figura 12: Representación gráfica del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).	54
Figura 13: Mapa de Canadá.	69
Figura 14: Mapa de la provincia de Saskatchewan, Canadá.....	70
Figura 15: Pozos perforados en Saskatchewan (Canadá) (1997-2017).	76
Figura 16: Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos otorgados por el Gobierno de Saskatchewan (2013 - junio de 2019).....	78
Figura 17: Mapa de la provincia de Alberta, Canadá.....	80
Figura 18: Historial y pronóstico de inversión en el sector hidrocarburos de Alberta, Canadá (2006 - 2026).	81
Figura 19: El área se licita una y otra vez.	83
Figura 20: Histórico y pronóstico de producción del oeste de Canadá (2010 – 2035).....	87
Figura 21: Pozos productores y producción de Alberta (Canadá).	88
Figura 22: Pozos petrolero perforados en Alberta (1969 - 2017).....	90
Figura 23: Mapa de Mar del Norte.	91
Figura 24: Mapa de Noruega.	93
Figura 25: Estado de las áreas de la Plataforma Continental de Noruega (NCS) actualizado a mayo de 2019.....	99
Figura 26: Distribución de los recursos (petróleo) de los campos más grandes de Noruega (2018)...	101
Figura 27: Histórico de producción del campo Ekofisk (Noruega) de 1971 a 2018.....	105

Figura 28: Inversión al campo Ekofisk (Noruega) de 1970 a 2017.....	105
Figura 29: Producción anual del campo Volve (Noruega) de 2008 a 2016.....	107
Figura 30: Comportamiento del valor del Government Pension Fund Global (GPF) (1996 - 2018). .	108
Figura 31: Porcentaje de aporte económico de la industria petrolera a los ingresos anuales de Noruega (2019).	109
Figura 32: Flujo de caja neto de Noruega de 1971 a 2019.	109
Figura 33: Impuestos recibidos por el Estado Noruega por actividades petroleras (1971 - 2019).....	110
Figura 34: Número de pozos exploratorios perforados en Noruega de 2007 a 2018.	111
Figura 35: Inversión de acuerdo al estatus de los campos de Noruega desde 2007 y su proyección hasta 2023.....	111
Figura 36: Mapa de Brasil.....	113
Figura 37: Polígono pre-sal de Brasil.....	114
Figura 38: Producción total de Brasil por categoría.	115
Figura 39: Contratos de producción compartida en Brasil.	119
Figura 40: Comportamiento de la producción promedio diaria de Brasil de 2000 a octubre de 2019.	123
Figura 41: Distribución de la producción pre-salina por campo en Brasil (2018).	125
Figura 42: Evolución de la producción de petróleo de Brasil (pre-sal vs. post-sal) de 2009 a 2019. ...	127
Figura 43: Producción promedio (Mbpce) de los 20 mayores pozos productores de la provincia pre-salina de Brasil en agosto de 2019.....	127
Figura 44: Áreas petroleras y los titulares sus derechos de extracción en la provincia pre-salina de Brasil.	129
Figura 45: Inversiones (CAPEX) a los proyectos petroleros de Brasil de 2014 a 2018.	129
Figura 46: Mapa de Colombia.	130
Figura 47: Histórico de producción de petróleo de Colombia (2000 - 2018).	137
Figura 48: Producción diaria promedio del campo Rubiales de Colombia de 2013 a noviembre de 2018 en miles de barriles de petróleo crudo equivalente.....	139
Figura 49: Producción diaria promedio del campo Castilla de Colombia de 2013 a noviembre de 2018 en miles de barriles de petróleo crudo equivalente.....	139
Figura 50: Prospección sísmica total en áreas petroleras en Colombia (2000 - 2018).	140

Figura 51: Declinación natural vs. Resultados de los proyectos de Recuperación Mejorada en el campo colombiano Rubiales.....	141
Figura 52: Histórico de la inversión directa extranjera de Colombia.	145
Figura 53: Regalías generadas por el sector hidrocarburos en Colombia (2004 - 2018).....	145

INTRODUCCIÓN

El mundo está experimentando, desde hace varios años, una transformación energética orientada hacia tecnologías más verdes y renovables, con la intención de disminuir la dependencia de los hidrocarburos. Sin embargo, para que esta transición se complete tendrán que pasar aún muchos años, en los cuales la demanda de energía no dejará de crecer, tal y como ocurre actualmente. Los combustibles fósiles siguen siendo, y seguirán haciéndolo en las siguientes décadas, el soporte energético e industrial de la economía mundial que mantiene y mejora la calidad de vida de la sociedad (ver Figura 1).

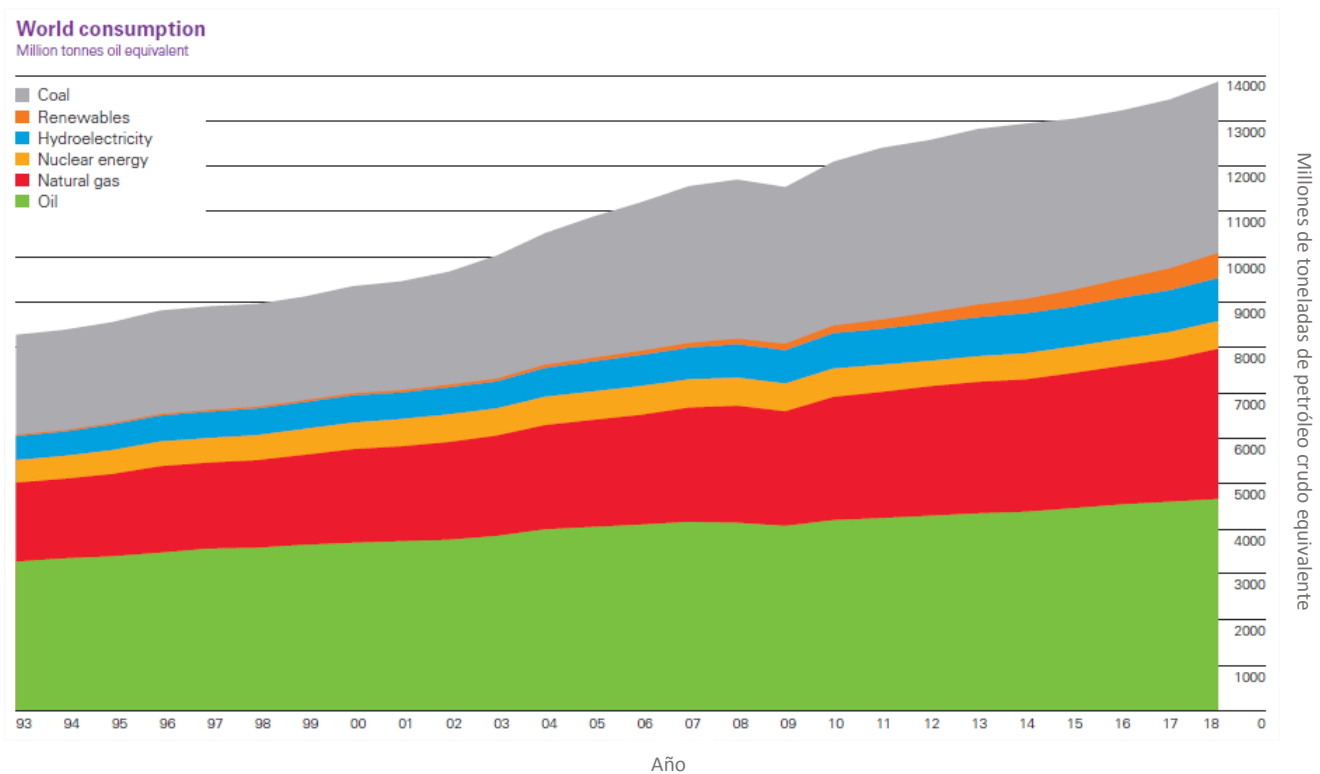


Figura 1: Consumo de energía en el mundo (Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy*, 2019.

*1 tonelada de petróleo equivalente se define como 10 Gcal (gigacalorías), 41.868 GJ (gigajoules) o 7.33 barriles de petróleo crudo equivalente (bpce).

De acuerdo con cálculos de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), en 2018 se alcanzó una cifra aproximada de 7,400 millones de habitantes en el mundo y se espera que para el 2027 la población aumente en 1,000 millones de personas más, generando un total de 8,300 millones. Se estima que esta tendencia no mermará, pues para el 2050 se alcanzaría la cifra de 9,700 millones de habitantes

(Organización de las Naciones Unidas, s.f.). Es de suponer que exista una relación muy estrecha entre este crecimiento poblacional y la demanda energética. En 2018 el consumo de energía creció en promedio 2.9% con respecto al año anterior, y se convirtió en el crecimiento más rápido desde 2010. El gas natural contribuyó a más del 40% de este crecimiento, convirtiéndose en el combustible con la tasa de crecimiento de consumo más alta, seguida por las energías renovables. En cuanto al consumo de petróleo, se tuvo un incremento promedio de 1.5%, o lo que es igual; 1.4 millones de barriles por día (bpd) (BP, 2019, pág. 2).

Se espera que la demanda de energía crezca de manera proporcional al número de habitantes en el planeta, y a pesar de que pareciera ser sostenible es importante hacer notar que conforme pasen los años la extracción de hidrocarburos será cada vez más desafiante y costosa debido a que estos proyectos estarán concentrados fuera de los yacimientos convencionales, someros y terrestres que en el pasado, y aún en la actualidad, son preferidos para su explotación por el menor riesgo que representan con respecto a otros proyectos.

En cuanto a la producción de petróleo en el mundo, para inicios de 2019 fue de 94.718 millones de barriles por día (MMbpd), aumentando en 2.2 millones de barriles diarios con respecto al año anterior (BP, 2019). Estados Unidos de América fue el país a quien prácticamente se le atribuye este incremento, pues aumentó su producción en cerca de esos 2.2 millones de barriles por día (bpd). Esto se debe principalmente al comportamiento ascendente de la industria petrolera de esta nación derivado de la explotación de sus recursos no convencionales. Este hecho ilustra uno de los aspectos sobre los que la industria petrolera mundial debe poner especial atención para la mayoría de los países del mundo; la explotación de los recursos no convencionales, aunado a proyectos de aguas profundas y la recuperación adicional de hidrocarburos proveniente de campos maduros.

La explotación de hidrocarburos será cada vez más compleja, significará una evolución tecnológica notable, además de una base económica sólida, por lo que ya es una necesidad que los organismos gubernamentales encargados de dictar las bases que moldean el sector energético de cada país, asuman como una obligación la mejora continua de sus decretos, enfocados a cumplir con los estándares de las mejores prácticas internacionales.

PROBLEMÁTICA

En México, la cantidad de proyectos de explotación de hidrocarburos que cuentan con algún método de Recuperación Secundaria o Mejorada es prácticamente cero, a pesar de que se ha identificado que éstos son una de las soluciones más viables para incrementar la producción y vida de los yacimientos a nivel mundial. Lo anterior es preocupante tomando en cuenta que la producción nacional de petróleo ha disminuido en los últimos 15 años y la mayoría de los campos más importantes del país, que aportaban la mayoría de la producción de hidrocarburos, hoy son campos maduros con una producción baja.

El motivo principal de la falta de aplicación de estos procedimientos es la insistencia para incrementar prematuramente la producción aún a costa de afectar los factores de recuperación, aunado a la falta de certidumbre económica debido a los altos costos y mayores riesgos que implica la Recuperación Mejorada, además de la poca flexibilidad regulatoria. Así pues, los Contratistas y Asignatarios optan por cumplir con el trabajo mínimo dispuesto por la ley en vez aventurarse a llevar a cabo un proyecto de esa magnitud con tan pocos alicientes.

HIPÓTESIS Y OBJETIVO

Demostrar que la aplicación de Incentivos que impulsan la realización de procesos de Recuperación Mejorada en otros países ha contribuido a la mejora de su industria petrolera, permitiéndoles tener un desempeño referencial a nivel mundial. De seguir estos ejemplos, México podrá hacer crecer su industria petrolera al otorgar mejores incentivos por la aplicación de Recuperación Mejorada, ya que esto derivará en escenarios económicos más atractivos en donde todas las partes resulten beneficiadas, incluyendo tanto al Estado Mexicano como a los operadores. Así pues, los Incentivos a la Recuperación Mejorada, ayudarán a México al alcance de sus objetivos en el sector hidrocarburos, como podrían ser el aumento de las reservas de la nación, de la producción y del factor de recuperación de sus yacimientos, generando un mayor atractivo de inversión en el país y trayendo consigo un notable crecimiento económico que resultará en un mayor bienestar para la sociedad.

Capítulo I
REFORMA ENERGÉTICA



I REFORMA ENERGÉTICA

1.1 Contexto histórico de la industria petrolera mexicana

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917 incluyó, por primera vez en la historia de la nación, el estado legal de los recursos naturales que existían dentro del área geográfica mexicana. En su artículo 27 estableció que a la Nación correspondía el dominio directo de todos los minerales y sustancias que se encontraran en el territorio mexicano, incluyendo, entre otras cosas, los yacimientos de piedras preciosas, metales y metaloides utilizados en la industria; y por supuesto el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos. Esta virtud del Estado es inalienable e imprescriptible y es facultad del Gobierno Federal hacer concesiones a los particulares o a sociedades civiles o comerciales, debidamente constituidas bajo el amparo de la ley mexicana, siempre y cuando éstos realicen trabajos regulares para la explotación de los recursos en cuestión y que estos se lleven a cabo bajo lo que dictan las leyes aplicables (Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Facsimilar), 1917).

A pesar de que la Constitución de 1917 mencionaba abiertamente que los recursos de cualquier tipo que se encontraran dentro del territorio nacional pertenecían a la Nación, la inercia histórica de varias décadas de explotación desmesurada de estos recursos por compañías extranjeras no logró frenarse o regularse, ni siquiera gravarse. En el caso específico del petróleo y sus derivados, su explotación había sido infructífera para el Estado Mexicano, en el sentido de que éste no recibía prácticamente nada de regalías ni de impuestos significativos. Irónicamente, a pesar de que la ley dictaba la manera en que debían conducirse las compañías, factores como la influencia de gobiernos extranjeros y la pericia de los empresarios, evitaron que durante años ésta se cumpliera.

No fue hasta el 18 de marzo de 1938, bajo el gobierno del Gral. Lázaro Cárdenas del Río, que se decretó la Expropiación Petrolera, que fuera propiciada entre otras cosas, por conflictos entre las empresas petroleras extranjeras y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM),¹ que comenzó una nueva etapa histórica en cuanto a la administración de los recursos petroleros se refiere.

¹ La gota que derramó el vaso y que derivó en la aplicación de la expropiación, fue la negativa de algunos de los empresarios a acatar el laudo de la Suprema Corte de Justicia que los obligaba a aceptar las condiciones solicitadas por el Sindicato.

Tabla 1: Extracto del artículo 27 del texto original (facsimil) de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917.

Artículo 27: La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.

Las expropiaciones sólo podrán hacerse por causa de utilidad pública y mediante indemnización.

La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, para hacer una distribución equitativa de la riqueza pública y para cuidar de su conservación.

[...]

Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los minerales y sustancias que en vetas, mantos, masas y yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los fosfatos susceptibles de ser utilizados como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

[...]

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible, y sólo podrán hacerse concesiones por el Gobierno Federal a los particulares o sociedades civiles o comerciales constituidas conforme a las leyes mexicanas, con la condición de que se establezcan trabajos regulares para la explotación de los elementos de que se trata, y se cumplan con los requisitos que prevengan las leyes.

Derivado de la Expropiación Petrolera, se instituye Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 7 de junio de 1938, con la finalidad de “atender los requerimientos de hidrocarburos del país” (PEMEX 3, 2017, pág. 10). PEMEX tomó fuerza y protagonismo internacional conforme se fueron haciendo los descubrimientos de yacimientos petroleros, principalmente en la década de los setenta cuando se descubrieron grandes depósitos de hidrocarburos en aguas someras. Para el año de 1992 se expidió la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios,² la cual estableció que PEMEX es un órgano descentralizado de la Administración Pública Federal y que era el responsable de la industria petrolera nacional (PEMEX 1, 2013). A causa de lo anterior, Petróleos Mexicanos sufrió una reestructuración que derivó en la creación de un órgano corporativo y cuatro organismos subsidiarios; PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación (PXR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y PEMEX Petroquímica (PPQ). Adicionalmente, esta ley permitió en su artículo 4° que PEMEX y sus organismos descentralizados pudieran celebrar, con personas físicas y morales, cualquier convenio o contrato, manteniendo en todo momento la propiedad y control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos.

El 28 de noviembre de 2008 se publicó la Ley de Petróleos Mexicanos, en donde se declaró que PEMEX era un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, y que tenía por objeto la realización de exploración y explotación de hidrocarburos, así como las demás actividades que correspondían al sector petrolero nacional (Ley de Petróleos Mexicanos, 2008). Es decir, se reafirmó que el Estado Mexicano manejaría de forma exclusiva el área correspondiente a los hidrocarburos por medio de PEMEX y únicamente por medio de éste. Lo anterior se fundamentó desde la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958. En síntesis, por años la legislación nacional no aceptó que existiera ninguna otra compañía que pudiera explorar o explotar los recursos hidrocarburos de la nación de forma directa además de PEMEX.³ A pesar de lo anterior es importante recalcar que Petróleos Mexicanos sí podía celebrar contratos con particulares para la realización de tareas específicas (Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 1992).

² Esta ley fue reformada en diferentes ocasiones, siendo la última reforma el 12 de enero de 2006. Fue abrogada el 28 de noviembre de 2008.

³ El 3 de febrero de 1983 se reformó el artículo 28 constitucional en donde se establecía que PEMEX no constituirá monopolio en el sector energético referido a los hidrocarburos, al ser ésta un área que el Estado puede manejar de forma exclusiva.

El 20 de diciembre de 2013 se llevó a cabo la última modificación al sector energético nacional. Esta reforma, mejor conocida como la Reforma Energética de 2013, ha sido largamente discutida desde que surgió su iniciativa por parte del Presidente de la República el Lic. Enrique Peña Nieto el 12 de agosto del mismo año. Definitivamente es el suceso más notable desde la Expropiación Petrolera de 1938, en cuanto a materia de hidrocarburos se refiere.

1.2 Las motivaciones de la Reforma

Derivado de la discusión de las propuestas presentadas por parte de las fuerzas políticas que conforman el Congreso de la Unión, así como del análisis de la iniciativa por parte del Ejecutivo Federal, surge esta reforma que buscaba modernizar el sector energético de México.

La Reforma Energética aprobada por el Congreso de la Unión, constituye un paso decidido rumbo a la modernización del sector energético de nuestro país, sin privatizar las empresas públicas dedicadas a los hidrocarburos y a la electricidad y manteniendo la rectoría del Estado. Con la reforma se ratifica que los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo seguirán siendo de la Nación. (Gobierno de la República, 2014, pág. 3)

Esta reforma fue formulada bajo objetivos muy específicos que el propio Gobierno de la República enlistó en su Explicación Ampliada de la Reforma Energética (2014). Estas “premisas fundamentales” son las siguientes:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Pemex y a la Comisión Federal de Electricidad como Empresas Productivas del Estado 100% mexicanas.
- Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.
- Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la luz.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.

- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro a largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente

(Gobierno de la República, 2014, pág. 3)

Según este mismo documento, al alcanzar estos objetivos también se alcanzarán diferentes beneficios, entre los que destacan la reducción de los precios de la luz eléctrica y el gas; el aumento de la producción de petróleo a 3.5 millones de barriles diarios para el año 2025, así como la producción de gas a 10 mil 400 millones para el mismo año; un mayor crecimiento económico nacional; la creación de cerca de 2 millones de empleos para el año 2025; y fomentar la transición tecnológica de las centrales eléctricas que más contaminan hacia aquellas que funcionen mediante energías limpias y gas natural.

Además de lo anteriormente mencionado, una de las razones por las que la Reforma Energética se promovió tan firmemente fue la caída de la producción nacional de petróleo. En el año 2004, gracias al grandioso aporte de producción del Activo de Producción Cantarell, específicamente del Campo *Akal*,⁴ se alcanzó la mayor producción nacional de petróleo de toda nuestra historia, con un valor aproximado de 3.4 millones de barriles diarios. En contraste, en 2018, la producción nacional de petróleo fue de 1.7 millones de barriles diarios aproximadamente (Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, 2019).

La caída en la productividad de *Akal* es vista por muchos estudiosos del sector como el punto de quiebre que marcó el antes y el después en cuanto a la extracción de hidrocarburos se refiere, dejando atrás los tiempos en los que ésta era relativamente “sencilla” y dando lugar a la etapa en donde los principales objetivos para la extracción son yacimientos con un grado de complejidad considerable en donde el riesgo del operador y la inversión que éste debe desembolsar son mucho mayores. Un claro

⁴ En 2004 el Campo Akal aportó 2.05 millones diarios de barriles de petróleo en promedio, esto es aproximadamente el 60% de la producción total nacional en ese año. Aportó, además, 747 millones de pies cúbicos diarios de gas en el mismo periodo. En 2018 la producción de petróleo promedio de Akal fue solamente de 50 mil barriles por día, mientras que la de gas fue de 1.090 millones de pies cúbicos por día (Comisión Nacional de Hidrocarburos 15, 2019).

ejemplo de éstos son los yacimientos del paleocanal de Chicontepec, los no convencionales y los que se encuentran en aguas profundas o ultra profundas.

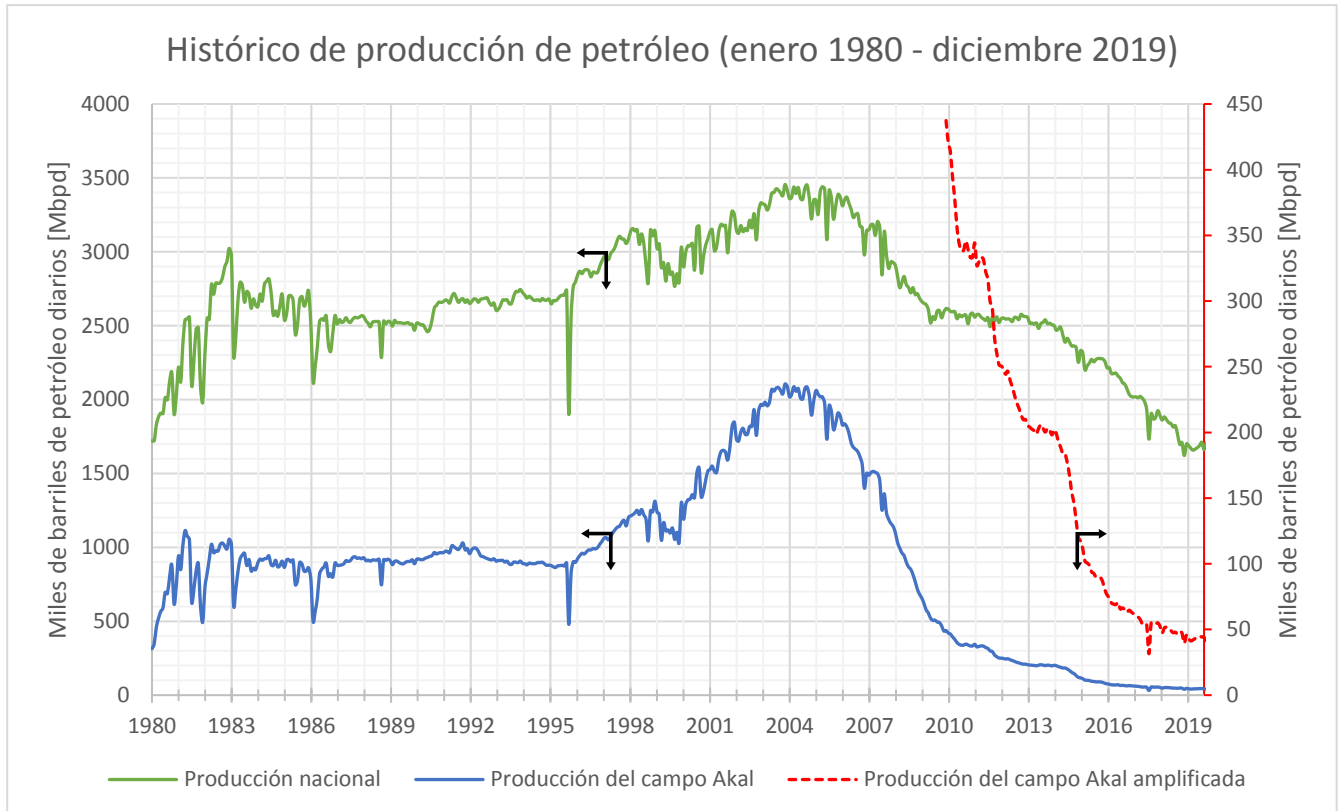


Figura 2: Comparación entre el histórico de producción nacional y el del campo Akal en el periodo comprendido entre 1980 y 2019. Fuente: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

La Figura 2 muestra la marcada dependencia que la producción nacional tuvo con la producción del campo Akal, perteneciente al Activo de Producción Cantarell. El declive de este campo impactó significativamente a la producción de México.

Así pues, una de las actividades que México necesitaba, y aún necesita, es que sus recursos hidrocarburos que poseen un grado más alto de dificultad, como los no convencionales y aquellos que existen en aguas profundas, aunados a los campos maduros, sean desarrollados para satisfacer las necesidades energéticas del país. PEMEX, antes de la reforma, era la única empresa autorizada para desarrollar estos proyectos, es decir, que solo ella debía asumir los costos, los riesgos y los retos

implicados. Sin embargo, de acuerdo con sus propias estimaciones en el año 2014, PEMEX tendría que invertir \$60 mil millones de dólares anualmente para desarrollar el potencial de la industria nacional, no obstante su presupuesto de ese mismo año fue de sólo \$27 mil millones de dólares (Gobierno de la República, 2014).

La Reforma Energética de 2013 buscó resolver la situación anterior, planteando el desarrollo de los proyectos petroleros que el país necesita sin comprometer aún más a su empresa petrolera estatal. La necesidad de su aplicación se vio remarcada con varios indicadores que por sí mismos expresaban la urgencia de aumentar el desarrollo petrolero nacional. Uno de estos factores indicadores fue la Tasa Restitución de Reservas (TRR),⁵ cuyo comportamiento se ha mantenido a la baja. El análisis al primero de enero de 2018 apunta que ésta es, para las reservas probadas (1P), de 19.5% para petróleo y 79.6% para gas, teniendo así un 32.4% para petróleo crudo equivalente. Esto significa que para el análisis correspondiente al año inmediato anterior a esa fecha (2017), Pemex restituyó sólo el 19.5% de los hidrocarburos que produjo, para el caso de las reservas 1P (Comisión Nacional de Hidrocarburos 9, 2018, pág. 13). En la Tabla 2 se pueden apreciar las tasas de restitución de reservas 1P, 2P y 3P al primero de enero de 2018 para petróleo, gas, y su equivalencia en petróleo crudo equivalente. En la Tabla 3 se muestran las tasas de restitución de reservas para el periodo 2005 – 2018 para petróleo crudo equivalente.

Tabla 2: Tasa de Restitución de Reservas de México (1P, 2P y 3P) al primero de enero de 2018.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Tasa de Restitución de Reservas de México (2018)			
Tipo	1P	2P	3P
Petróleo	19.5%	20.1%	22.7%
Gas	79.6%	104.1%	157.5%
Petróleo Crudo Equivalente (PCE)	32.4%	39.4%	60.9%

⁵ La Tasa de Restitución de Reservas (TRR), también llamada *Reserve Replacement Ratio* (RRR) en inglés, está definido como “la valoración de la cantidad de Hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo (Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, 2017).

Este bajo porcentaje de restitución de reservas puede estar ligado a muchos factores, sin embargo, uno de los que más impacto pudo tener es la falta de una mejora en cuanto a la administración de yacimientos, desde la planeación del proyecto, hasta la supervisión y vigilancia del mismo, en todos los niveles. De igual forma, la falta de aplicación de métodos de extracción que estén enfocados a la maximización del factor de recuperación de los proyectos, también ha sido un punto crucial en este comportamiento.

Como se puede notar en la Tabla 3, la baja TRR se traduce en que México se ha encontrado desde hace más de quince años en un déficit, en donde se producen más hidrocarburos que los que se incorporan a las reservas de la nación, según los reportes anuales que expiden los organismos gubernamentales encargados del sector. Desde 2005 y hasta 2018 sólo en dos años (2012 y 2013) se alcanzaron valores apenas por encima del 100% en reservas 1P, mientras que en reservas 2P y 3P la historia es muy similar (ver Tabla 3 y Figura 3).

*Tabla 3: Tasa de restitución de reservas (1P, 2P y 3P) desde 2005 y hasta 2018.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, SENER.*

Tasa de restitución de reservas (PCE)			
Año	1P	2P	3P
2005	23.0%	12.0%	30.0%
2006	26.0%	23.0%	69.0%
2007	41.0%	8.0%	36.0%
2008	50.3%	43.0%	44.0%
2009	71.8%	29.0%	37.0%
2010	77.1%	57.0%	65.0%
2011	85.8%	141.9%	98.0%
2012	101.1%	-94.9%	156.3%
2013	104.3%	100.8%	151.2%
2014	67.8%	-1.9%	-77.9%
2015	67.4%	-41.9%	-268.1%
2016	-132.0%	-335.0%	-844.1%
2017	2.8%	8.1%	74.6%
2018	32.4%	39.4%	60.9%

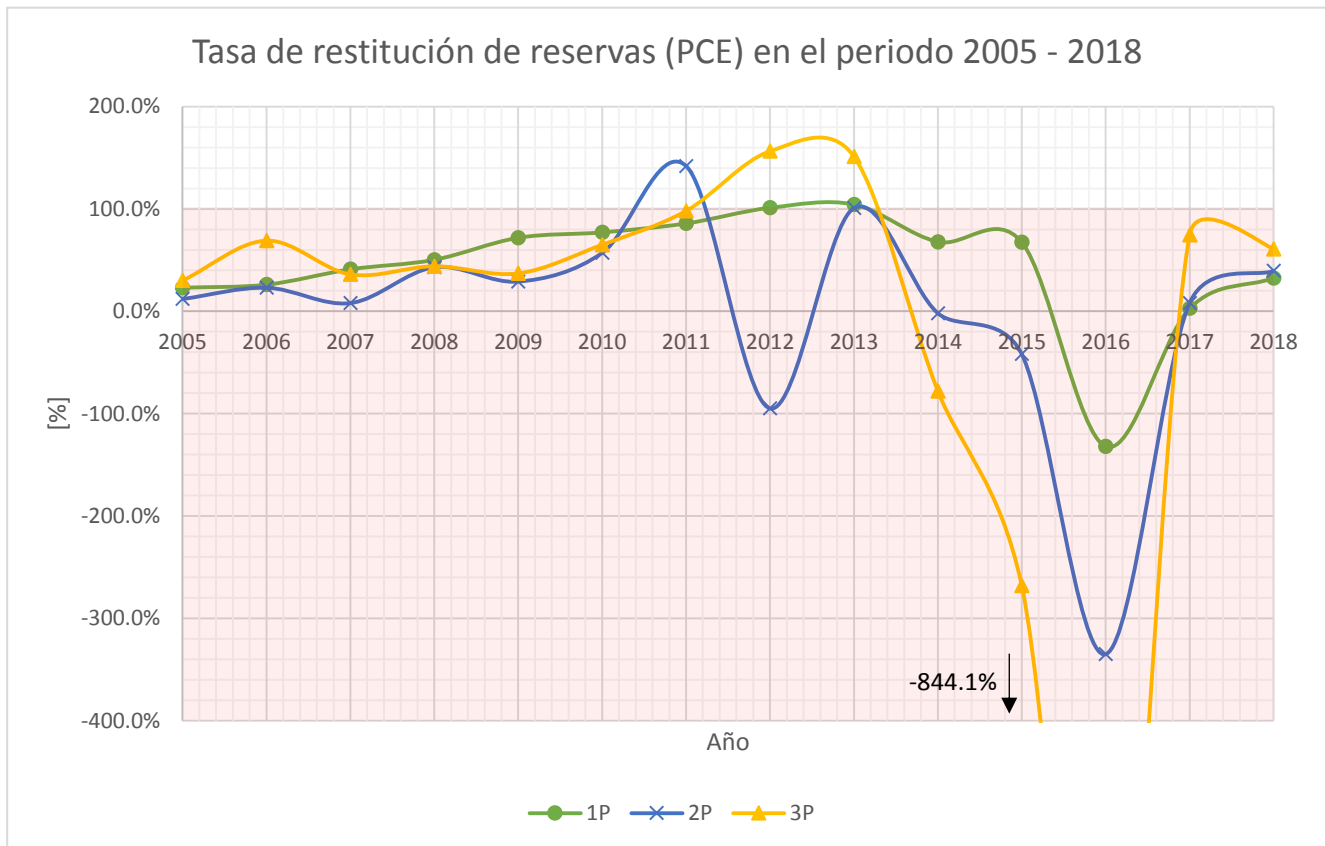


Figura 3: Comportamiento de la Tasa de restitución de reservas (PCE) en el periodo 2005 – 2018.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, SENER.

Una razón más que derivó en el planteamiento de la Reforma Energética fue la necesidad de modernizar a Petróleos Mexicanos, como bien menciona la Explicación Ampliada de la Reforma Energética del Gobierno Federal. Entre otras cosas, por medio de su exposición a la abierta competencia con las demás empresas operadoras privadas, se esperaba optimizar y mejorar el accionar de la empresa estatal. Es lógico pensar que, derivado de lo anterior, PEMEX tuviera que optimizar sus procesos para alcanzar mejores resultados con los menores recursos posibles, una necesidad muy marcada desde hace décadas, dado que uno de sus principales problemas ha sido la sobre contratación de personal administrativo, principalmente sindicalizado, y la mala organización tanto de sus recursos humanos como de sus recursos económicos. Al aprobar la Reforma, PEMEX no tendría más opción que ponerse al mismo nivel que las demás empresas, es decir, asumir la modernización como un menester prioritario.

De acuerdo a lo anterior, la apertura de la industria petrolera nacional a los privados contribuiría al desarrollo del potencial petrolero de México al compartir las inversiones, y sobre todo los riesgos, con

Petróleos Mexicanos, además de aumentar la Tasa de Restitución de Reservas de la Nación. De esta forma, la Reforma planteó el brindar a México una mayor capacidad para afrontar los retos energéticos que estuvieran por venir, complementando el trabajo de PEMEX.

1.3 Los cambios constitucionales con respecto a los hidrocarburos y las Leyes Secundarias

La Reforma Energética de 2013 consistió en la modificación de tres artículos constitucionales; el 25, el 27 y el 28. Además incluyó un conjunto de Leyes Secundarias que brindaban soporte a toda la nueva Reforma.⁶ En total estas Leyes Secundarias incluyeron la creación de nueve leyes nuevas y la modificación de doce existentes.

En primera instancia, el artículo 25 estableció, a partir de la reforma de 2013, que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos serán llevadas a cabo por la Nación en los términos que dictara el artículo 27 en sus párrafos sexto y séptimo. Se indicó que se impulsará a las empresas pertenecientes a los sectores sociales y privados de la economía, bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad, y “sujetándolos a las modalidades dictadas por el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente” (Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 1917, pág. 25). Establece también que la ley alentará y protegerá la actividad económica que ejerzan los particulares suministrando las condiciones necesarias para que el sector privado ayude al desarrollo económico de la Nación fomentando la competitividad, además de crear una política nacional para el desarrollo industrial.

El cambio más emblemático que se realizó en la Constitución fue la modificación del artículo 27 en su párrafo séptimo. Su redacción comenzó por dejar establecido que la propiedad de los hidrocarburos, en estado sólido, líquido o gaseoso, que se encuentren en el subsuelo es de la Nación y que además esta virtud es inalienable e imprescriptible. Establece también que no se otorgarán concesiones de ningún tipo en referencia a estos recursos. Posteriormente se dicta que, con el fin de generar ingresos para el Estado que puedan contribuir al desarrollo del país, la Nación realizará actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del estado o

⁶ Las Leyes Secundarias derivadas de la Reforma Energética de 2013 fueron promulgadas el día 11 de agosto de 2014 y publicadas en el Diario Oficial de la Federación el mismo día, entrando en vigor al día siguiente de su publicación.

mediante contratos con éstas o con particulares, en los términos que marque la legislación correspondiente. Este artículo también permite que las empresas productivas del estado puedan contratar particulares con el fin de cumplir con el objeto de sus asignaciones o contratos. Finalmente, el artículo 27 constitucional indica también que la propiedad de la nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo se debe de afirmar en todas las asignaciones y contratos que se lleven a cabo.

Por último, el artículo 28 de nuestra Carta Magna establece que, al ser una función que el Estado puede ejercer de manera exclusiva por ser un área estratégica, la exploración y extracción de hidrocarburos no constituirá monopolio y que el accionar sobre estos recursos se hará según lo que el artículo 27, en su párrafo séptimo, establezca. En contraste, la petroquímica básica ya no aparece como una actividad exclusiva del estado, esto da pie a la apertura del sector, hacia las empresas privadas, en este rubro. Adicionalmente, indica la creación de un fideicomiso público que llevará por nombre Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, y cuya Institución Fiduciaria será el banco central. Su función será recibir, administrar y distribuir los ingresos que se generen a partir de las Asignaciones y los Contratos a los que se refiere el artículo 27 en su párrafo séptimo, con excepción de los impuestos. El 28 dicta también que el poder Ejecutivo contará con dos Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, éstos serán la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Partiendo de las modificaciones realizadas en estos artículos de la Constitución, surgió la Legislación Secundaria de esta Reforma que está compuesta como se indica en la Tabla 4.

Tabla 4: Legislación Secundaria de la Reforma Energética de 2013.
Fuente: Diario Oficial de la Federación.

Legislación Secundaria de la Reforma Energética de 2013 ⁷	
Nuevas leyes expedidas	Leyes modificadas
1 Ley de Energía Geotérmica	1 Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
2 Ley de Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	2 Ley de Aguas Nacionales
3 Ley de Hidrocarburos	3 Ley de Asociaciones Público Privadas
4 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	4 Ley de Coordinación Fiscal
5 Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	5 Ley de Inversión Extranjera
6 Ley de la Comisión Federal de Electricidad	6 Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
7 Ley de la Industria Eléctrica	7 Ley Federal de Derechos
8 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	8 Ley Federal de las Entidades Paraestatales
9 Ley de Petróleos Mexicanos	9 Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
	10 Ley General de Deuda Pública
	11 Ley Minera
	12 Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

⁷ La iniciativa de estas Leyes Secundarias fue presentada el día 30 de abril de 2014, poco más de cuatro meses después de que la Reforma Energética entrara en vigor.

1.4 La esencia de la reforma con respecto a los hidrocarburos

Antes de la Reforma Energética de 2013 el Estado Mexicano era el único facultado para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como todas aquellas que estuvieran relacionadas con ellos, lo anterior por medio de la empresa petrolera estatal; PEMEX. Con la reforma esto fue modificado, ya que el sector se abrió hacia los capitales privados. Ahora el Estado, mediante la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, selecciona y licita públicamente, áreas con posible potencial petrolero y en cuya licitación puede participar cualquier empresa, pública o privada, que esté debidamente precalificada. De esta forma el Estado, por medio de la CNH, puede suscribir contratos con PEMEX, con empresas privadas, o con ambos, para cada área contractual licitada.

1.4.1 Ley de Petróleos Mexicanos

Para promover la competencia y asegurar que ésta sea justa, la reforma convirtió a PEMEX en una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propios, así como autonomía técnica, operativa y de gestión. Todo lo anterior queda establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos, en su artículo número 2. En la misma ley se instituye que PEMEX puede realizar sus actividades con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias⁸ y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacionales o internacionales, además de que también puede celebrar toda clase de contratos, convenios, etc. con el Gobierno Federal. Adicionalmente la nueva ley de PEMEX establece que éste sólo podrá celebrar Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya sea de forma individual, mediante asociación o con participación de particulares (Ley de Petróleos Mexicanos, 2014).

⁸ A partir de la Reforma Energética de 2013, PEMEX se reestructuró con siete Empresas Productivas Subsidiarias las cuales son PEMEX Exploración y Producción; PEMEX Cogeneración y Servicios; PEMEX Fertilizantes; PEMEX Etileno; PEMEX Logística; PEMEX Perforación y Servicios; y PEMEX Transformación Industrial. Todas estas tienen personalidad jurídica y patrimonio propio, y se sujetan a la conducción estratégica, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos (PEMEX 2, 2015).

1.4.2 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Mediante la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética se fortalece a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, dotándolos de autonomía técnica, operativa y de gestión, además contarán con personalidad jurídica. Se establece que el Ejecutivo Federal ejercerá sus facultades de regulación técnica y económica en materia de hidrocarburos y electricidad a través de ellos (Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 2014).

Entre las responsabilidades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), según la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se encuentran las siguientes:

Tabla 5: Responsabilidades de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Fuente: Diario Oficial de la Federación (Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 2014).

Responsabilidades de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	
Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)	Comisión Reguladora de Energía (CRE)
1 Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento.	1 Regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos.
2 Licitación y suscribir los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.	2 Regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos.
3 Administrar, en materia técnica, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.	3 Regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.
4 Presentar asesoría técnica a la Secretaría de Energía.	

1.4.3 Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Esta ley tuvo por objeto la creación de un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales que tuviera autonomía técnica y de gestión, denominada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA).

Su función principal es la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos mediante la regulación y supervisión de la Seguridad Industrial y la Seguridad Operativa; las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones; y el control integral de los residuos y emisiones contaminantes (Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 2014).

1.4.4 Ley de Hidrocarburos

Por su parte, la Ley de Hidrocarburos abrogó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo, publicada el 29 de noviembre 1958 en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Por consecuente, esta nueva ley se convierte en reglamentaria del artículo 27 constitucional en su párrafo séptimo, sumado a que también lo será del 25 y del 28, ambos en su párrafo cuarto.

Según la propia ley, ésta tiene por objeto regular las siguientes actividades:

- El reconocimiento y Exploración Superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos;
- El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, Transporte y Almacenamiento del Petróleo;
- El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos, y
- El transporte por ducto y el almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos, de Petroquímicos.

(Ley de Hidrocarburos, 2014)

1.4.4.1 Asignaciones

La Ley de Hidrocarburos, en su Título Segundo, Capítulo I, establece que el Estado Mexicano le podrá otorgar a PEMEX, o a cualquier otra empresa productiva del Estado, de manera excepcional, Asignaciones para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, todo esto por medio de la Secretaría de Energía. Para que el caso anterior se dé, la SENER deberá hacerlo siempre y cuando determine que es la manera más adecuada para el interés del Estado, en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos, además se debe tener la certeza de que el posible Asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para poder realizar estas actividades de manera eficiente y competitiva.

1.4.4.2 Migraciones

En primera instancia se indica la posibilidad de que PEMEX, y las demás empresas productivas del Estado, puedan realizar migraciones de sus Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Todo lo anterior será resuelto por medio de la Secretaría de Energía con el apoyo técnico de la CNH.

En el caso de una Migración, PEMEX, o cualquier otra empresa productiva del Estado, podrá celebrar asociaciones con empresas. La elección de un socio se llevará a cabo mediante licitaciones públicas realizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Los lineamientos técnicos serán establecidos por la Secretaría de Energía y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales serán fijadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. La SENER solicitará a Petróleos Mexicanos, o la empresa productiva del Estado en cuestión, una opinión favorable en cuanto a las características que deberán reunir las empresas que participen en el procedimiento de licitación, por ejemplo los elementos técnicos, financieros, y de ejecución y experiencia.

Después de que alguna empresa resulte ganadora de la licitación y se convierta en el nuevo socio de PEMEX, la Comisión Nacional de Hidrocarburos comenzará los trabajos para la modificación de los contratos o para su suscripción, según sea el caso.

1.4.4.3 Participación del Estado en los Contratos para la Exploración y Extracción

Existirán casos específicos en donde, de acuerdo a los lineamientos para la licitación de contratos que determine la SENER, el Estado podrá tener una participación que será por medio de PEMEX, o cualquier otra empresa productiva del Estado, o en su defecto un vehículo financiero especializado del Estado Mexicano, que no deberá exceder del 30% de la inversión total del proyecto. Estos casos serán cuando el Área Contractual a licitar coexista con un Área de Asignación a una diferencia de profundidades considerable entre ellas; cuando, en el caso del que se trate, exista potencial para impulsar la transferencia de conocimiento y tecnología hacia PEMEX o la empresa productiva del estado de que se trate; y cuando los proyectos a licitar sean aquellos que se deseen impulsar por el vehículo financiero especializado del Estado Mexicano (Ley de Hidrocarburos, 2014).

Adicionalmente, la participación de PEMEX o cualquier otra empresa productiva del Estado en los contratos, será obligatoria en los casos en los que exista posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos. Esta participación tendrá que ser de por lo menos el 20% de la inversión total del proyecto.

1.4.4.4 Los Contratos para la Exploración y Extracción

La Ley de Hidrocarburos indica en su artículo 18 que la Secretaría de Energía seleccionará el modelo de contrato a utilizar para cada Área Contractual. Entre las opciones que la SENER puede elegir se encuentran los contratos de Servicios, Utilidad Compartida, Producción Compartida y Licencia.

En esencia, estos contratos se diferencian por las contraprestaciones que generan. En los contratos de Servicios, los Contratistas entregan toda la Producción Contractual al Estado, quien a su vez les paga los servicios prestados en efectivo (de ahí el nombre de esta modalidad), todo esto por medio del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP).

En el caso de los contratos de Producción Compartida y los de Utilidad Compartida, son modalidades muy similares entre sí en cuanto a las contraprestaciones que involucran, ya sea a favor del Estado o del Contratista. A diferencia del contrato de Servicios, en estas modalidades existen diferentes conceptos por pagar, pues el Estado y los Contratistas se convierten en socios. Entre estos conceptos se encuentran las Regalías a favor de Estado y la Recuperación de Costos a favor de Contratista, entre

otros. La diferencia concreta entre un contrato de Utilidad Compartida y uno de Producción Compartida es que en un contrato de Utilidad Compartida el Contratista debe de entregar la totalidad de la Producción Contractual al Comercializador, quien posteriormente entrega los ingresos resultantes al Fondo Mexicano del Petróleo, ésta a su vez conservará la contraprestación correspondiente al Estado y le dará al Contratista la que le corresponda. En un Contrato de Producción Compartida, las contraprestaciones a favor del Estado y a favor del Contratista son pagadas en especie con una parte proporcional de la Producción Contractual.

Finalmente, para el caso de los contratos de Licencia, el Contratista tendrá que cubrir ciertas contraprestaciones al estado, como un bono a la firma y regalías, entre otras. Después de cumplir estas obligaciones será acreedor a la transmisión onerosa los hidrocarburos producidos, para que posteriormente las ganancias generadas por su comercialización sean sometidas a la resta de una contraprestación adicional a favor del Estado.

Todo lo relacionado con las contraprestaciones derivadas de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos se encuentra especificado en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se encuentra resumido en la Tabla 6 de este trabajo.

Por último, la Ley de Hidrocarburos establece también los temas que deben aparecer en cualquier contrato en forma de cláusulas, entre los que destacan los planes de Exploración y el desarrollo para la Extracción; el programa mínimo de trabajo y de inversión; y la vigencia del contrato. Además de lo anterior, se enlistan las razones por las cuales el contrato podrá rescindirse.

1.4.4.5 Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)

En el Capítulo III de la Ley de Hidrocarburos se establece que toda la información relacionada con la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, sea del tipo que sea, pertenece a la Nación y que a la Comisión Nacional de Hidrocarburos le corresponde el “acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como la publicación de la información referida” (Ley de Hidrocarburos, 2014), a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH); un organismo que la misma CNH establecerá y administrará y que estará integrado “por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística” relativa a la

producción de hidrocarburos; las Reservas; la relación entre producción y Reservas; los Recursos Contingentes y Prospectivos; la Información geológica, geofísica, petrofísica, etc.; y cualquier otra información relacionada. Además de lo anterior, la CNIH resguardará, preservará y administrará los núcleos de roca, recortes de perforación y muestras de hidrocarburos que resulten de las actividades de Exploración y Extracción y que “se consideren necesarios para el acervo del conocimiento histórico y prospectivo de la producción de hidrocarburos del país”.

Por lo anterior, los Asignatarios y Contratistas, además de las empresas que hayan sido autorizadas para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES), están obligadas a transmitir toda la información que posean y generen, a la CNH.

1.4.4.6 Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS)

Derivado de la Reforma Energética, en agosto de 2014 se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), que es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal y que está sectorizado a la Secretaría de Energía (Centro Nacional de Control del Gas Natural, 2018).

En la Ley de Hidrocarburos se establece que éste será el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), y que su objetivo será “garantizar la continuidad y seguridad de los servicios de ese sistema” (Ley de Hidrocarburos, 2014) con el objetivo de continuar con el abastecimiento de gas natural en todo el territorio mexicano. Está facultado para dar las instrucciones necesarias a los Permisarios de Transporte y Almacenamiento para asegurar que estas actividades se realicen en apego a la ley.

1.4.5 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos

En sus disposiciones generales, esta ley funda que el objeto de la misma es “establecer el régimen de los ingresos que reciba el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos” (Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 2014), ya sea Asignaciones o Contratos. De igual forma, establecerá las disposiciones relacionadas con la administración y supervisión de todos los aspectos financieros que aparezcan en los contratos, así como las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas.

La Ley declara que el Estado Mexicano recibirá ingresos derivados de las actividades Exploración y Extracción de Hidrocarburos por concepto de Contratos,⁹ Asignaciones¹⁰ y del Impuesto Sobre la Renta (ISR) que causen las Empresas, ya sean Contratistas o Asignatarios, por las actividades que realicen derivadas de su Contrato o Asignación (Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 2014). Es importante hacer notar que según esta ley, los ingresos recibidos por los Contratos y Asignaciones ya antes mencionadas serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo.

En las Secciones Primera, Segunda y Tercera del Capítulo I de su Título Segundo, esta ley establece todas las contraprestaciones que se generarán a partir de los diferentes tipos de contratos contemplados en la Ley de Hidrocarburos así como cada uno de los detalles relacionados ellas. Estas contraprestaciones se enlistan a continuación, en la Tabla 6.

⁹ Cada uno de los contratos establecen diferentes consideraciones para calcular las contraprestaciones a favor del Estado Mexicano. Lo anterior dependerá de las especificaciones del Área Contractual y el tipo de contrato.

¹⁰ Los pagos adicionales que los Asignatarios realizarán quedan establecidos en el Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Algunos de estos pagos serán por concepto del Derecho por Utilidad Compartida, el Derecho de Extracción de Hidrocarburos y el Derecho de Exploración de Hidrocarburos.

Tabla 6: Contraprestaciones para cada modalidad de contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Fuente: Diario Oficial de la Federación, Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Contraprestaciones para cada modalidad de Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	
Contratos de Licencia	
A favor del Estado Mexicano	A favor del Contratista
<ol style="list-style-type: none"> 1 Un bono a la firma.¹¹ 2 La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. 3 Las Regalías, determinadas conforme el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. 4 Una Contraprestación que se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa¹² al Valor Contractual de los Hidrocarburos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1 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 cuanto a las contraprestaciones a favor del Estado.
Contratos de Utilidad Compartida y Contratos de Producción Compartida	
A favor del Estado Mexicano	A favor del Contratista
<ol style="list-style-type: none"> 1 La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. 2 Las Regalías, determinadas conforme el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. 3 Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje¹³ a la Utilidad Operativa. 	<ol style="list-style-type: none"> 1 La recuperación de costos, sujeto a lo establecido en el artículo 16 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. 2 Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado.
Contratos de Servicios	
<p>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. Estas contraprestaciones a favor del Contratista se pagarán por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos generados por la comercialización de la Producción Contractual que derive de cada Contrato de Servicios.</p>	

¹¹ Este bono será determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para cada Contrato y la información con respecto a él será incluida en las bases de la licitación en cuestión o en los Contratos que resulten de una Migración.

¹² La Tasa referida en esta contraprestación será modificada mediante un Mecanismo de Ajuste incluido en el Contrato y en las bases de licitación, o en el Contrato resultante de una Migración.

¹³ El porcentaje referido en esta contraprestación será modificado mediante un mecanismo de Ajuste incluido en las bases de la licitación en cuestión o en el Contrato resultante de una Migración.

Es importante hacer notar que para los Contratos de Licencia, las contraprestaciones mencionadas a favor del Estado, excluyendo el bono a la firma, serán pagadas en efectivo.

Se indica también que la Recuperación de Costos para el Contratista es una contraprestación que sólo se pagará en los casos de un Contrato de Utilidad Compartida y de Producción Compartida. Se establecerá un límite de Recuperación de Costos que no podrá ser sobrepasado, y en el caso de que existiera un excedente por encima de este límite, se le pagará al Contratista en el siguiente periodo.

1.5 La nueva estructura institucional

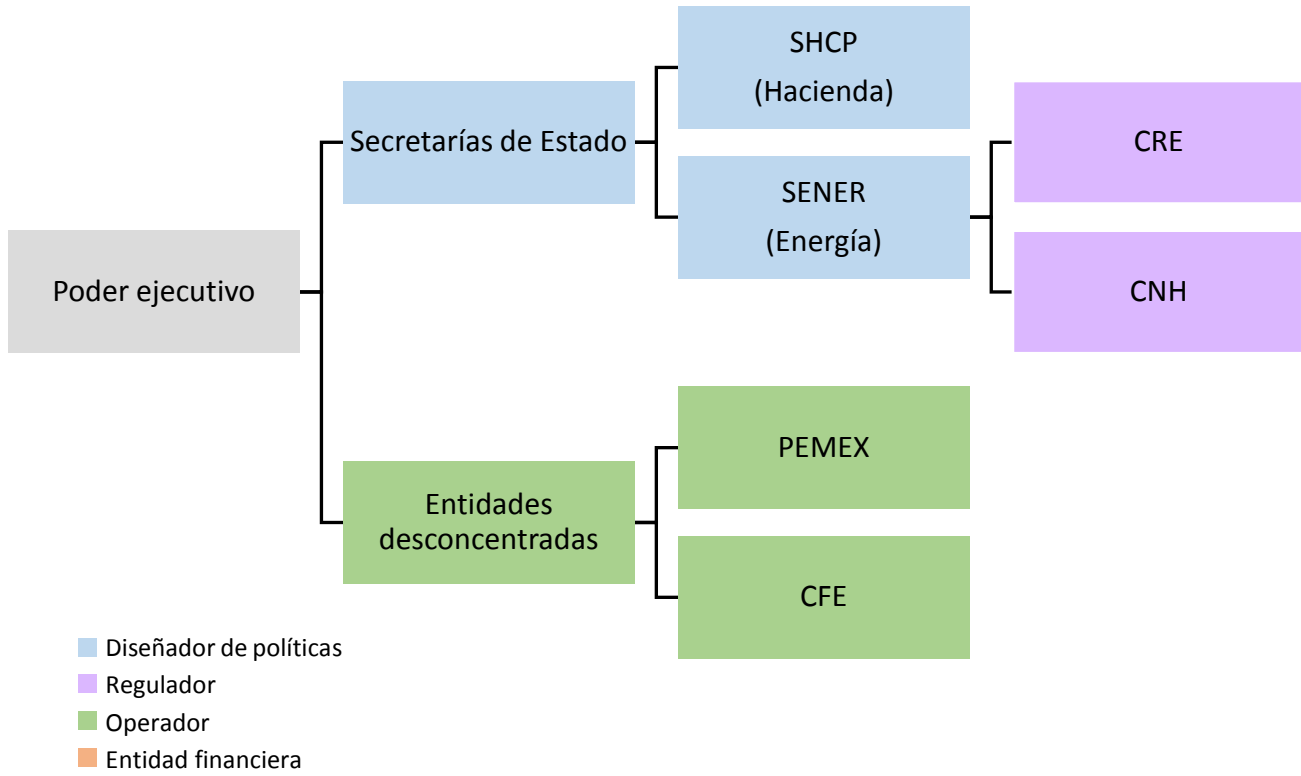
La Reforma Energética de 2013 trajo consigo la reestructuración de Petróleos Mexicanos, y de la misma forma ocurrió con la Comisión Federal de Electricidad, pero la reorganización institucional no paró en estas dos instituciones, la modificación estructural se extendió a través de todas aquellas que figuran en el sector energético nacional.

Algunos de los cambios más notables son el surgimiento de la ASEA, como un organismo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT); el del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional; y el del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), siendo estos dos últimos organismos públicos descentralizados.

La creación del Fondo Mexicano del Petróleo, dependiente del Banco de México, así como el fortalecimiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, también fueron cambios muy representativos de esta reforma.

Para ilustrar mejor las modificaciones estructurales que sufrieron las instituciones públicas relacionadas con el ramo de los hidrocarburos, se presentan a continuación la Figura 4 y la Figura 5.

Estructura institucional *antes* de la Reforma Energética de 2013



*Figura 4: Estructura institucional antes de la Reforma Energética de 2013.
Fuente: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.*

Estructura institucional **después** de la Reforma Energética de 2013

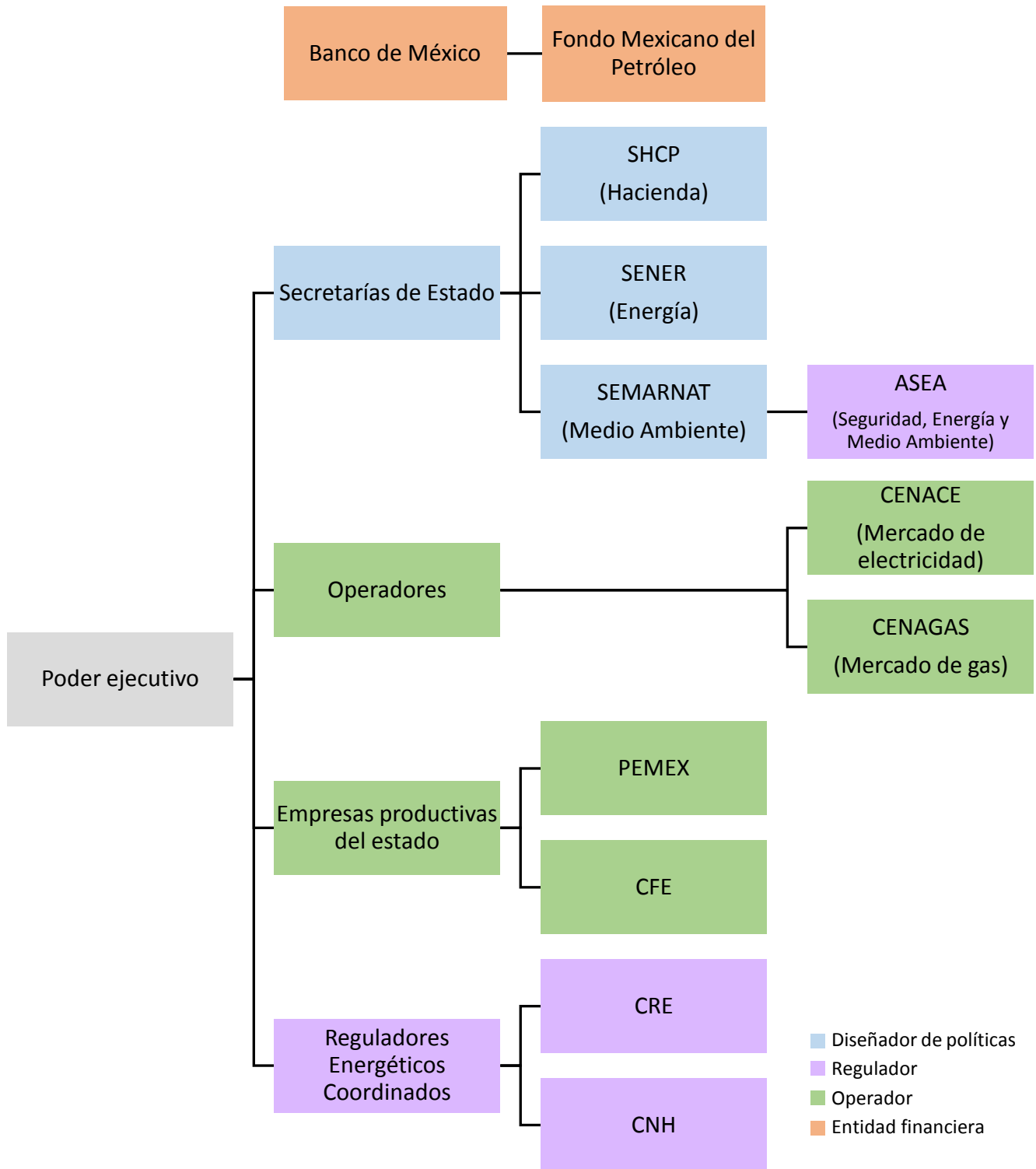


Figura 5: Estructura institucional después de la Reforma Energética de 2013
 Fuente: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

1.6 Cadena de valor en la adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Uno de los aspectos más notables de esta reforma fue la muy detallada distribución de tareas establecidas por sus Leyes Secundarias. Dentro de este paquete legislativo se explica cuáles serán las obligaciones de cada una de las instituciones que figuran en el marco operativo del nuevo régimen energético nacional, incluyendo, por supuesto, al sector de los hidrocarburos.

En el caso de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, la cadena de valor comienza en la selección de las áreas contractuales, siendo esta tarea de la Secretaría de Energía con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Posteriormente, la SENER establecerá cuál será el modelo de contratación que tendrá cada una de las áreas contractuales, contando, para esta determinación, con la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La Secretaría de Energía diseñará los términos y condiciones que rijan a los Contratos y posteriormente establecerá los lineamientos técnicos a observarse en el proceso de licitación (Ley de Hidrocarburos, 2014).

Antes de que una licitación se lleve a cabo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá desarrollar, administrar y publicar toda la información técnica relativa a las Áreas Contractuales que estén dentro de la licitación en cuestión y emitirá las bases de la misma. La CNH estará a cargo de la realización de la licitación, así como de la posterior adjudicación de los Contratos derivados de ésta a los Contratistas ganadores, para después continuar con su suscripción.¹⁴ Será obligación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos administrar y supervisar, en cuanto al aspecto técnico, los Contratos que se hayan suscrito a lo largo de toda su vigencia, además, la CNH estará facultada para aprobar modificaciones y cancelaciones de los mismos, en caso de que existieran; y planes de exploración o desarrollo y programas anuales de inversión y/o de operación (Ley de Hidrocarburos, 2014).

Después de la puesta en marcha de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, las obligaciones de las instituciones quedan como se bosqueja en la Figura 6.

¹⁴ La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene la potestad de suscribir Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en representación del Estado Mexicano, con particulares o Empresas Productivas del Estado, según lo que establece la Ley de Hidrocarburos.

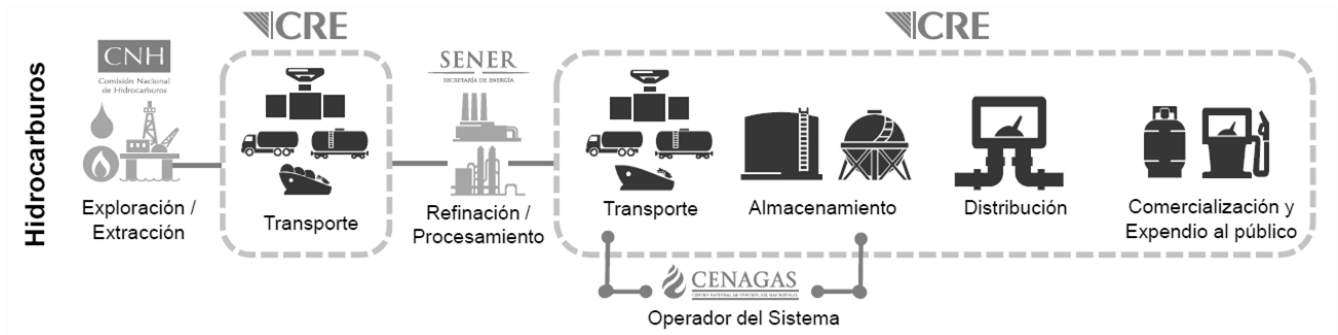


Figura 6: Cadena de valor en el sector hidrocarburos después de la Reforma Energética de 2013
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

1.7 Avances

Hasta la fecha de la elaboración de este trabajo (primer semestre de 2020), se han realizado tres Rondas de licitación que incluyen nueve licitaciones en total, las primeras dos Rondas con cuatro licitaciones, y para la tercera Ronda sólo una licitación. Se habían planteado un par más de licitaciones¹⁵ para la Ronda 3, éstas se llevarían a cabo en febrero de 2019 (Comisión Nacional de Hidrocarburos 13, s.f.), sin embargo, bajo indicaciones de la nueva administración del Gobierno Federal, éstas se cancelaron.

Las licitaciones realizadas han sido variadas en cuanto al tipo de contrato utilizado y los tipos de áreas que contienen. Hasta el momento los únicos contratos utilizados en ellas han sido de Producción Compartida y Licencia, además han sido licitadas áreas terrestres, en aguas someras y en aguas profundas.

Adicionalmente a las Rondas 1, 2 y 3, se llevó a cabo una Ronda de Asignaciones denominada Ronda 0. Ésta fue llevada a cabo antes de cualquier otra, y fue dedicada a la Asignación de áreas a Petróleos Mexicanos. El proceso consistió en la solicitud de Asignaciones, por parte de PEMEX, de áreas específicas en las que la empresa productiva del Estado tuviera interés de operar. Según dicta el sexto transitorio del decreto de reforma constitucional, Petróleos Mexicanos sometió a consideración de la Secretaría de Energía (con asesoría técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos) su interés por mantener y desarrollar ciertas áreas petroleras. Como parte de ese procedimiento la productiva del Estado tuvo que demostrar sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución para ser el titular de

¹⁵ Las licitaciones 2 y 3 de la Ronda 3 se habrían llevado a cabo antes de la fecha contemplada por la CNH (14 de febrero de 2019), sin embargo, con la finalidad de promover un mayor número de participantes, los plazos fueron extendidos.

estas áreas, que en muchos casos ya eran exploradas o desarrolladas por Petróleos Mexicanos.¹⁶ Así pues, la Ronda 0 sentó las bases de lo que conforma actualmente la cartera de proyectos de PEMEX.

Han existido cinco casos de Asociaciones Estratégicas de PEMEX, también llamados *farmouts*. De entre estos cinco casos, sólo en tres ocasiones se logró encontrar socio para la petrolera nacional dado que, uno de ellos (Ayin-Batsil) resultó desierto y el restante fue cancelado¹⁷ (Nobilis-Maximino). En febrero de 2019 se habría de realizar un nuevo proceso licitatorio para encontrar un socio para Petróleos Mexicanos en siete áreas más (Comisión Nacional de Hidrocarburos 3, s.f.), sin embargo la licitación fue cancelada.

En las Tablas 7, 8, 9 y 10 se muestran los datos más relevantes de las Rondas, con sus respectivas Licitaciones, incluyendo la cero; las Asociaciones Estratégicas de PEMEX; y las Migraciones de éste mismo, realizadas hasta septiembre de 2018.

Tabla 7: Datos relevantes de los resultados de la Ronda 0.

Fuente: Secretaría de Energía.

Ronda	Tipo	Volumen Otorgado [MMbpce] ¹⁸	Porcentaje otorgado con respecto al solicitado [%]	Superficie otorgada [Km ²]
0	Reservas 2P	20,589	100	17,010
	Recursos Prospectivos	23,447	68	72,897

¹⁶ En el sexto transitorio del decreto por el que se modificaron los artículos constitucionales 25, 27 y 28, se estipula que para los casos en los cuales PEMEX, a la fecha de la entrada en vigor del decreto, hubiera tenido ya un descubrimiento comercial o una inversión en procedimientos de exploración, estos trabajos podrían extenderse hasta a tres años (prorrogables hasta por dos años más), siempre y cuando fuera bajo el amparo de un ya bien establecido plan de desarrollo. Por otra parte, en los casos de los proyectos que PEMEX tuviera en producción, éstos se mantendrían en su cartera de proyectos, presentando un informe donde se describieran los trabajos y las inversiones proyectadas para esas áreas, buscando que el proyecto se mantuviera con un buen aprovechamiento, eficiente y competitivo.

¹⁷ La licitación para la búsqueda de un socio para PEMEX en las áreas Nobilis-Maximino fue cancelada en la 66ª Sesión Extraordinaria de Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, debido a que el comité licitatorio no recibió ni registró ninguna solicitud por parte de los interesados.

¹⁸ Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Tabla 8: Licitaciones de las Rondas 1, 2 y 3.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ronda	Licitación	Tipo	Modalidad de Contrato	Áreas incluidas en la licitación	Áreas Adjudicadas
1	1	Aguas Someras	Producción Compartida	14	2
	2	Aguas Someras	Producción Compartida	5	3
	3	Terrestres	Licencia	25	25
	4	Aguas Profundas	Licencia	10	8
2	1	Aguas Someras	Producción Compartida	15	10
	2	Terrestres	Licencia	10	7
	3	Terrestres	Licencia	14	14
	4	Aguas Profundas	Licencia	29	19
3	1	Aguas Someras	Producción Compartida	35	16
	2	Terrestres	Licencia	-	-
	3	Terrestres	Licencia	-	-

Tabla 9: Asociaciones Estratégicas de PEMEX.
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Asociaciones Estratégicas de PEMEX (<i>farmouts</i>)	Extensión del bloque [km ²]	Tipo	Modalidad de Contrato	Ganador (Nuevo socio de PEMEX)
Trión	1,285	Aguas profundas	Licencia	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.
Ayin-Batsil	1,091	Aguas someras	Producción Compartida	-
Cárdenas-Mora	168	Terrestre	Licencia	Cheiron Holdings Limited
Ogarrio	156	Terrestre	Licencia	DEA Deutsche Erdoel AG (Wintershall DEA a partir de mayo de 2019)
Nobilis-Maximino	1,509	Aguas profundas	Licencia	-
7 Asociaciones	4,580.8 (en conjunto)	Terrestres	Licencia	-

Tabla 10: Migraciones de PEMEX.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Migraciones de PEMEX	Tipo	Modalidad de contrato	Empresas que suscribieron el contrato
Ek-Balam	Sin socio	Producción Compartida	Pemex Exploración y Producción
Misión	Con socio	Producción Compartida	Servicios Múltiples de Burgos, S.A de C.V. y Pemex Exploración y Producción y
Santuario-El Golpe	Con socio	Producción Compartida	Petrofac México, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción

Capítulo II

RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS



II RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

2.1 Trascendencia de la recuperación adicional de hidrocarburos

La extracción de hidrocarburos es una actividad que ha sido practicada por más de un siglo y que ha ido evolucionando con el paso de los años, con la finalidad de optimizar los procesos y disminuir la incertidumbre que posee su contexto.

Sin embargo, a pesar de que existen muchos avances tecnológicos que actualmente permiten brindar mejores condiciones de explotación y que promueven mejores escenarios de producción, muchos siguen siendo los casos en donde no se han aprovechado las bondades de métodos como la Recuperación Secundaria o Mejorada o técnicas para la optimización de la producción, ya sea por falta de infraestructura, por falta de visión, de capacitación, de interés de los involucrados o por no haberse implementado a tiempo.

Los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada son parte de un conjunto de procedimientos integrados que, bien planeados, aplicados y administrados, podrían resultar en un incremento de la producción. De lo anterior se deriva la importancia de estudiar estas actividades cuya importancia es tal, que podría cambiar el panorama energético mundial y por supuesto nacional.

Los estudios sobre los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada se remontan hasta finales de la Segunda Guerra Mundial. Desde aquellos años las empresas operadoras se habían percatado que su producción se había reducido de forma significativa, no obstante, el volumen remanente de petróleo seguía siendo importante (Green & Willhite, 1998). De esta forma, el desarrollo de nuevas alternativas de extracción adquirió una tendencia ascendente conforme los campos petroleros seguían declinando y la demanda de hidrocarburos crecía de manera importante. Este comportamiento sigue la misma tesitura hasta la actualidad.

2.2 División tradicional de la Recuperación de Hidrocarburos

Para fines prácticos, la recuperación de hidrocarburos se catalogó inicialmente como primaria (si la producción es por empuje natural del yacimiento), secundaria (si se inyecta agua o gas no miscible) y

terciaria (si se inyectan químicos o calor). Adicionalmente, esta clasificación ha sido relacionada tradicionalmente con un orden cronológico determinado (de ahí su nombre).

La recuperación primaria es aquella debida al empuje propio del yacimiento y su acuífero en la conducción de los fluidos del yacimiento a los pozos. Este flujo natural depende de muchos factores y no es igual para todos los casos ya que depende de las características particulares de cada uno. Cuando esta recuperación natural se veía disminuida, en algunos casos se realizaba la recuperación secundaria, en donde uno de los principales objetivos era el mantenimiento de la presión o el aumento de ésta por medio de la inyección de agua o de gases no-miscibles y en la cual se seleccionan convenientemente una porción de pozos productores para convertirlos en inyectores de estos fluidos. De acuerdo a la estadística, la recuperación primaria y la secundaria logran extraer en conjunto sólo una tercera parte del volumen de petróleo original, dejando atrás los dos tercios restantes (Lake, Schmidt, & Venuto, 1992).

Por último, la recuperación terciaria ha sido un paso más de este orden cronológico, y en algunos casos, en donde no se habían obtenido buenos resultados en las dos etapas previas, se intentaba como una tercera oportunidad de hacer bien lo que no se hizo en los primeros dos emprendimientos, es decir, alcanzar las metas de producción estipuladas. La recuperación terciaria se dedica, entre otras cosas, a la inyección de calor para favorecer la movilidad de los fluidos, así como a la inyección de agentes químicos. Entre los procesos más destacados se encuentran los métodos térmicos, químicos y de gases miscibles.

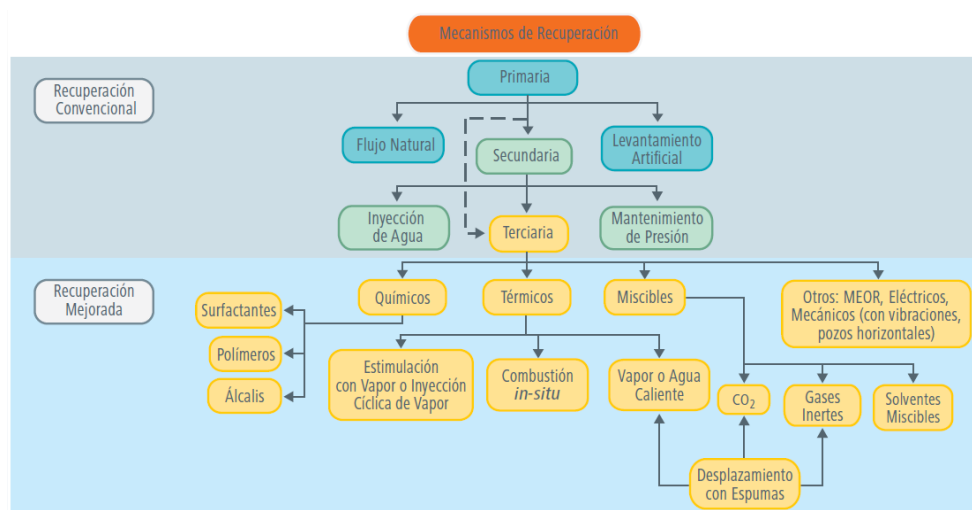


Figura 7: División tradicional de la recuperación de hidrocarburos.

Fuente: Rangel, E., *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, 2012.

2.2.1 Recuperación primaria de hidrocarburos

Este proceso utiliza la energía propia que poseen los yacimientos y sus acuíferos asociados, la cual está condicionada por las fuerzas que determinan el flujo de fluidos en un medio poroso, éstas son las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares (Clark, 1969).

Para que este movimiento de fluidos pueda llevarse a cabo, se necesita que el volumen de petróleo desplazado sea sustituido por otro volumen de igual magnitud de cualquier otra sustancia disponible en el sistema o por la expansión de la roca y sus fluidos; agua o gas.

Estos procesos de desplazamiento son comúnmente conocidos como empujes o mecanismos de producción (*drive mechanisms* en inglés). Estos mecanismos aportan un porcentaje de producción dependiendo del caso del que se trate, es decir, no se puede generalizar su comportamiento para todos los yacimientos. Su respuesta depende de factores como la presión inicial del yacimiento, el tipo de roca y el tipo de fluido que contenga, etc. El actuar de estos empujes normalmente es de forma simultánea y estará definido por las características roca-fluido del yacimiento y por la posible presencia y tamaño de algún acuífero y/o un casquete de gas.

Así pues, los mecanismos de desplazamiento son: expansión de gas libre (casquete de gas), expansión roca-fluido, expansión del gas disuelto liberado, segregación gravitacional, empuje hidráulico y la compactación. Estos están esquematizados en la Figura 8.

Adicionalmente se han implementado Sistemas Artificiales de Producción (SAP) cuya función es agregar energía a partir de los pozos. Los SAP más populares son bombeo neumático (BN), bombeo mecánico (BM), bombeo electrocentrífugo (BEC), bombeo hidráulico (BH) y bombeo de cavidades progresivas (BCP).

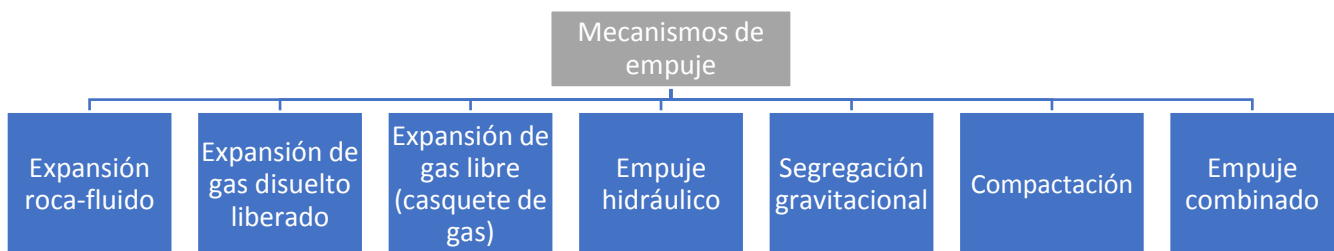


Figura 8: Mecanismos de empuje.

En la Tabla 11 se presentan algunas de las características más notables de los mecanismos de desplazamiento naturales.

Si el movimiento de fluidos desde un primer punto hasta un segundo punto (en este caso desde el yacimiento hasta la superficie) se debe a una diferencia de presiones, y si se toma en cuenta que la presión del yacimiento bajará en función al volumen de fluidos extraído; es de esperarse que exista un límite físico para la producción primaria, influenciado por las propiedades roca-fluido. Aunado a este efecto, existirá también un límite económico para el proyecto en el cual la cantidad de hidrocarburos extraídos no podrá costear todas las necesidades del mismo. Esta disminución de producción de petróleo y gas también puede estar asociado a una excesiva producción de agua.

Tradicionalmente, bajo la perspectiva que sugiere la aplicación cronológica de los métodos de recuperación, cuando alguno de los límites se acerca, ya sea el físico o el económico, se optaba por la aplicación de la Recuperación Secundaria, la cual tiende a ampliar la ventana operativa del proyecto, procurando escenarios con un aumento en la producción que genere que el proyecto siga siendo rentable.

Tabla 11: Características de los mecanismos naturales de desplazamiento.

Fuente: Clark, N., *Elements of Petroleum Reservoirs*, 1969, y Rangel, E., *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, 2012.

Características de los mecanismos naturales de desplazamiento				
Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente	Permanece baja y constante.	Limitada (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Limitada (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% Promedio: 20%
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25%
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 35%
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales bajas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%

2.2.2 Recuperación Secundaria de hidrocarburos

La Recuperación Secundaria está orientada al mantenimiento de la presión del yacimiento o a su incremento, generando un empuje adicional a los fluidos contenidos dentro del mismo. Lo anterior se realiza comúnmente por dos procedimientos específicos; la inyección de agua (*waterflooding* en inglés) y la inyección de gas no-miscible.

La inyección de agua es el principal recurso de la Recuperación Secundaria, de hecho se le considera como el método de Recuperación Secundaria más antiguo, pues éste ha sido aplicado por más de siglo y medio.¹⁹

En un proceso de inyección de agua o gas, el fluido se inyecta por pozos acondicionados para esta tarea, en muchas ocasiones los pozos inyectoros fueron productores en algún momento. Además de mantener la presión, el agua inyectada actúa desplazando un porcentaje del volumen remanente de petróleo.

Existen diferentes geometrías de inyección, es decir el acomodo de los pozos que inyectarán el fluido elegido, mismas que se seleccionan dependiendo de las necesidades del caso del que se trate, influyen factores como el tipo de fluido inyectado y la litología en cuestión. Las geometrías más comunes son la inyección periférica y la inyección dispersa (interna) para agua y externa e interna para gas.

En el caso de la inyección de agua, después de un tiempo en el que un yacimiento fluye mediante este método, un efecto colateral es que el corte de agua que se produce es cada vez mayor, siendo una consecuencia esperada a pesar de la cual el yacimiento sigue produciendo hasta que deja de ser rentable, punto en donde el costo de remover el agua y disponer de ella excede el beneficio que genera la producción. Existen casos en los que este límite no se ha alcanzado aun cuando el corte de agua ha alcanzado el 99% (Bashbush Bauza, Láminas de la clase de Recuperación Secundaria, 2019).

En la inyección de gas, uno de los procedimientos más recurrentes es la inyección de gas hidrocarburo, esto se debe a que la mayoría de los proyectos de extracción de petróleo producen gas asociado y una de las alternativas para aprovecharlo es reinyectarlo al yacimiento en donde además de aumentar la presión de éste, la solución del gas en el petróleo disminuye su viscosidad favoreciendo su movilidad.

¹⁹ En el año de 1865, en la ciudad de Pithole, Pennsylvania, en los Estados Unidos de América, ocurrió la primera inyección de agua. El suceso ocurrió de manera fortuita aunque inmediatamente se vio reflejado su efecto en la producción de petróleo.

Además, en la actualidad la mayoría de los órganos reguladores en materia de energía del mundo prohíben la quema y el venteo de gas y esta normativa ha propiciado el uso de éste en proyectos de inyección.

Cuando se inyecta cualquier otro gas, es importante que éste sea barato y tenga un volumen suficientemente grande para cubrir las necesidades del proyecto, además de poner gran atención al verificar que no sea dañino para éste. Un ejemplo de la afectación que puede llegar a generar la inyección de un gas mal elegido es la contaminación del casquete de gas con un gas inerte, haciéndolo inútil para su venta por su bajo poder calorífico. Este caso ocurrió en el yacimiento Akal en México cuando se le inyectaron grandes volúmenes de Nitrógeno (Bashbush Bauza, Láminas de la clase de Recuperación Secundaria, 2019). Este proceso de inyección sigue aún en marcha.

2.2.3 Recuperación Mejorada de hidrocarburos (RM)

La Recuperación Mejorada, también referida como recuperación terciaria (*Enhanced Oil Recovery* en inglés), es bajo la perspectiva tradicional y cronológica de la recuperación de petróleo, la última etapa de ésta. Este tipo de recuperación engloba dentro de sí un conjunto de métodos cuyo objetivo es aumentar la producción de hidrocarburos mediante la modificación de las propiedades del yacimiento y del hidrocarburo que contiene.

A pesar de que originalmente la Recuperación Mejorada fue concebida como la tercera etapa de la extracción de hidrocarburos, posterior a la recuperación primaria y secundaria, desde hace varias décadas se ha establecido que tiene que estar presente en cualquier fase del proyecto, dependiendo de sus necesidades, incluso cercano al comienzo de su vida productiva.

El desarrollo de procesos de Recuperación Mejorada se basó desde sus inicios en tres técnicas esenciales, ya sea de forma individual o en conjunto; el aumento de la viscosidad del agua de la formación mientras se disminuye la del petróleo, incrementando así la movilidad de este último; la extracción del petróleo por medio del uso de solventes; y la reducción de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo (Lake, Schmidt, & Venuto, 1992).

Los métodos que conforman esta clasificación son muy variados pues algunos de los principios físicos que los hacen funcionar son distintos. Así pues, se han creado diferentes subclasificaciones para

ordenar estos métodos, sin embargo es importante decir que su clasificación se puede tornar inexacta o incluso puede causar divergencia entre los diferentes estudiosos del tema, esto se debe a que al pasar del tiempo se siguen adicionando nuevos métodos a la lista y a que muchos de éstos pueden ser métodos híbridos que corresponden a diferentes clasificaciones. En la Figura 9 se presenta la clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada más populares.

Según las estadísticas reportadas hasta 2010, los procesos térmicos fueron los que mayor certeza de éxito tuvieron alrededor del mundo. De la misma manera, este tipo de proyectos poseen los valores más altos de recuperación con los costos operativos más bajos.

2.2.4 Recuperación avanzada (RA)

La recuperación avanzada, llamada comúnmente *Improved Oil Recovery* (IOR) en inglés, es un conjunto de procesos que complementan en forma efectiva cualquiera de las etapas de producción (Bashbush Bauza, Apuntes de clase de Recuperación Mejorada, 2009).

Para fines prácticos, así como para propiciar la facilidad en los análisis futuros, **en este trabajo se englobara a los procesos de Recuperación Secundaria y a los procesos de Recuperación Avanzada dentro del concepto de la Recuperación Mejorada (RM)**, en el entendido de que todas estas metodologías están dedicadas a la recuperación adicional de hidrocarburos. En la Figura 9 se presenta un diagrama propuesto acerca de la definición de Recuperación Mejorada usada en este trabajo.

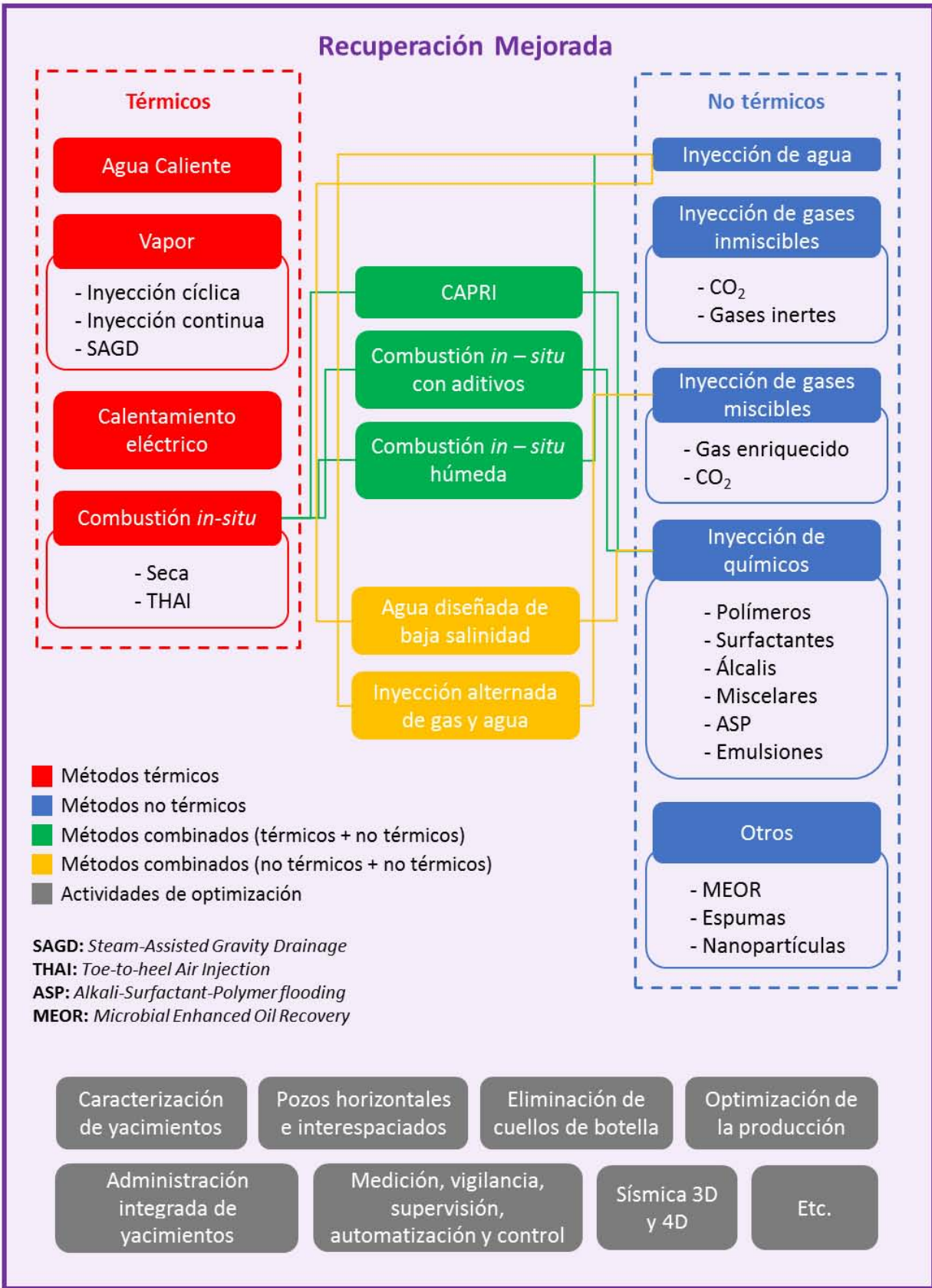


Figura 9: Elementos de la definición propuesta de Recuperación Mejorada.
 Fuente: Carlos Alberto Arrieta Pimentel

2.3 El cambio de paradigma

Desde hace ya varias décadas, los estudiosos del ámbito petrolero en cuanto a la extracción se refiere, reconocen que la aplicación cronológica de las recuperaciones primaria, secundaria y mejorada (como lo sugiere el pensamiento tradicional) no es la práctica que más valor suma a los proyectos, de hecho en algunos casos ni siquiera es físicamente factible, por ejemplo, en el caso de los petróleos extrapesados en donde la recuperación primaria es muy baja y la Recuperación Secundaria es muy pobre. Debido a lo anterior se ha concluido que la mejor manera de operar un yacimiento es sometiéndolo a un proyecto que incluya Recuperación Mejorada (RM) y recuperación avanzada (RA), en donde se conciba, desde el principio de la producción, a cada una de las actividades realizadas como una parte esencial de un gran rompecabezas que derive en un plan integral para la extracción de hidrocarburos (Bashbush Bauza, Apuntes de clase de Recuperación Mejorada, 2009).

A pesar de que la realización de proyectos de extracción de hidrocarburos bajo un concepto de administración integral, incluyendo Recuperación Mejorada, se han popularizado a nivel mundial, documentando diferentes casos de éxito, aún existen cientos de proyectos en donde se hace caso omiso de estas recomendaciones. Sin embargo, se espera que la tendencia mundial crezca a favor de los proyectos de Recuperación Mejorada, no sólo por la toma de conciencia sobre sus beneficios, sino por la urgente necesidad de elevar la producción de hidrocarburos a nivel mundial debido a la demanda, cada vez mayor, de estos recursos.

Es indispensable y apremiante que este razonamiento empape los proyectos de extracción de hidrocarburos en México, y la Reforma Energética de 2013 es una oportunidad perfecta para ponerlo en práctica debido a que el sector se irá enriqueciendo cada vez más con la experiencia de compañías de talla mundial. De forma análoga, PEMEX tendrá que aprovechar la ocasión para modernizarse, tanto técnica como filosóficamente en este rubro, sólo así podrá competir con cualquier empresa y mejorar el panorama energético mexicano.

Todo lo anterior está sujeto a la rentabilidad de cada uno de los casos y es justo por esto que es fundamental que el Estado Mexicano genere los escenarios más favorables para sí y para el Contratista o Asignatario, en donde se promuevan acuerdos ganar-ganar que traerán bonanza a las arcas de la Nación y de sus ciudadanos.

Capítulo III
EVALUACIÓN ECONÓMICA



III EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1 Importancia de la evaluación económica

El objetivo de cualquier negocio es generar ganancias, y uno de los primeros pasos para llevar a cabo alguno es realizar un análisis económico que permita conocer y evaluar el contexto financiero en el que se va a incursionar, así como el comportamiento que tendrá, a lo largo del tiempo, la inversión que se va a dedicar a éste. Los negocios en el sector de los hidrocarburos no son la excepción, aunque en este rubro el tema económico adquiere un carácter mucho más relevante al involucrar cantidades mayúsculas de dinero.

Al igual que la distribución específica de tareas en las áreas técnicas de un proyecto petrolero, hay un área específica dedicada su evaluación económica, en ella se analiza la gestión de los y el comportamiento que tienen las inversiones a través del tiempo, influenciado por factores como el precio del barril de petróleo, y otros factores económicos. Este departamento de evaluación de proyectos tiene uno de los papeles más importantes, puesto que de éste dependen muchas de las decisiones clave. Su tarea es maximizar la rentabilidad del proyecto, además de analizar la viabilidad de continuar con él y de realizar nuevos.

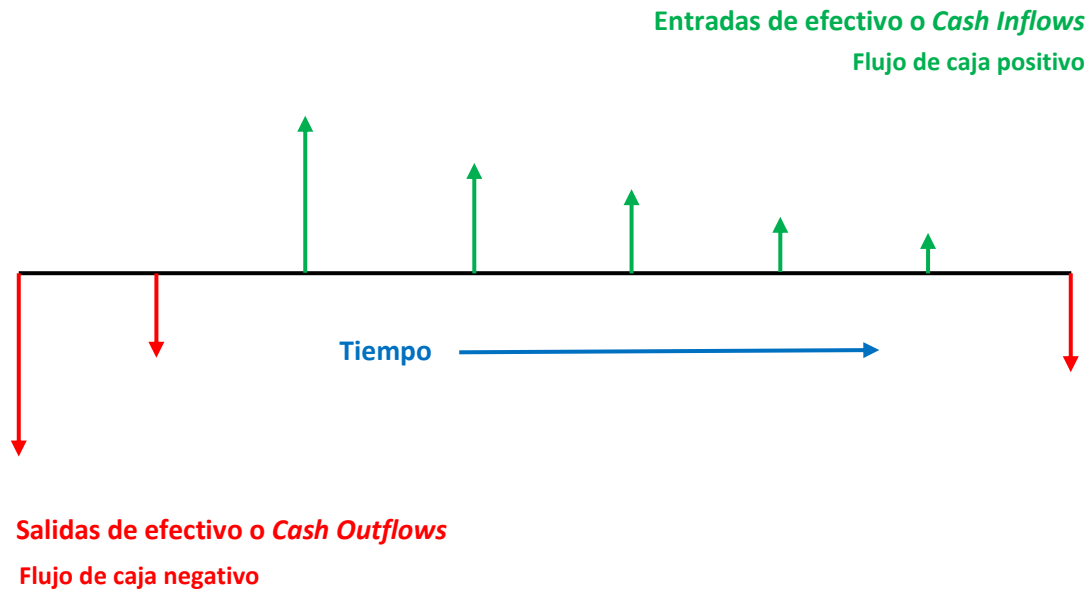
Este capítulo resume una serie de definiciones que son necesarias para abordar el enfoque integral de cualquier proyecto.

3.2 Principios básicos

3.2.1 Flujo de caja

El flujo de caja (*Cash Flow* en inglés) es la cantidad neta de dinero que se tiene, es decir, ingresos obtenidos menos egresos generados.

En la Figura 10 se muestra el comportamiento típico del flujo de caja de un proyecto de extracción de hidrocarburos.



*Figura 10: Diagrama clásico del flujo de efectivo de un proyecto de extracción de hidrocarburos.
Fuente: Schlumberger, Petroleum Economics, 2001.*

En la Figura 10 se aprecia un periodo de flujo negativo inicial, éste corresponde a la inversión inicial necesaria para estudiar, analizar y echar a andar un proyecto. Con el paso del tiempo, a medida que las ganancias se presentan debido a la producción obtenida hay un flujo de caja positivo en donde las entradas superan a los gastos. En la parte final del proyecto se observa también una salida de efectivo considerable, corresponde al restante de los gastos de abandono, los cuales se han ido realizando a lo largo del proyecto y que todos los órganos reguladores deben solicitar al terminar la extracción antes de abandonarlos definitivamente.

Las salidas de efectivo se presentan regularmente por conceptos de transporte, costos operativos, mantenimiento, costos de exploración y perforación, regalías (para los casos en los que aplique) e impuestos. Por otra parte, las entradas de efectivo se componen, entre otros, por los ingresos de la venta de hidrocarburos y recuperación de costos (para los casos en los que aplique).

Regularmente, en un flujo de caja básico de un contrato para la extracción de hidrocarburos, las estimaciones inician al calcular los ingresos que se generarían derivados de la venta, a un determinado

precio,²⁰ de un volumen²¹ de hidrocarburos que se estima producir,²² este monto se conoce como ingreso bruto y se refiere como *revenue* en inglés. Posteriormente, se procede a sustraer del ingreso bruto la suma de las regalías (*royalties* en inglés) y los costos operativos, comúnmente conocidos como OPEX, por sus siglas en inglés (*Operating Expenses*), en este rubro se incluyen conceptos como combustibles, energía, transporte, sueldos y mantenimiento, entre otros. A esta cantidad resultante se le conoce como Ingresos operativos u *Operating Income*, en inglés. A continuación, se procede a restar a los Ingresos Operativos un monto de inversión (también llamado en inglés CAPEX, por las siglas de *Capital Expenditures*) que permita mejorar, incrementar o incorporar algún recurso necesario para el proyecto. Al resultado de esta sustracción se le llama flujo de efectivo antes de impuestos (FEAI) o *Before Tax Cash Flow* (BTCF) en inglés, al que se le restarán los impuestos (*Taxes Payable* en inglés) que resultarán de multiplicar una tasa de impuestos determinada a una cantidad llamada Ingreso gravable (*Taxable Income* en inglés) que se obtendrá de restar al ingreso operativo, la depreciación y cualquier deducción permitida por el Estado. Finalmente, esta cantidad generada a partir de la sustracción de los impuestos al flujo de efectivo antes de impuestos se denomina flujo de efectivo después de impuestos (FEDI) o *After Tax Cash Flow* (ATCF) en inglés.

En la Figura 11 se muestra un diagrama de lo descrito anteriormente.

Como dato adicional, y recalcando la importancia de tener clara la diferencia que existe entre el OPEX y el CAPEX, el primero de ellos se refiere a los gastos operativos generados día a día por la extracción de los hidrocarburos, por ejemplo la electricidad, el tratamiento del agua y otros gastos resultantes. En contraste, el CAPEX es referente a las inversiones para la perforación, exploración y tareas relacionadas, por ejemplo la compra de equipos de bombeo, tuberías, instalaciones y equipos de perforación.

²⁰ El precio del barril de petróleo puede ser una constante en un análisis básico, sin embargo no es recomendable hacerlo así dado que es una variable muy volátil. Debido a lo anterior se plantean análisis de sensibilidad con respecto a éste que ofrecerán una perspectiva más real de lo que podría pasar en el futuro, brindándonos un margen de acción para tomar decisiones.

²¹ Los volúmenes de hidrocarburos utilizados para los cálculos son aquellos que se proyecte obtener en el futuro. Las herramientas utilizadas para crear estas predicciones pueden ir de la extrapolación del histórico de producción hasta la simulación numérica de yacimientos.

²² El monto que se deriva de la venta de los hidrocarburos producidos contiene los ingresos resultantes de la venta de los volúmenes de los hidrocarburos líquidos, gaseosos y condensados, a sus respectivos precios en un tiempo dado.

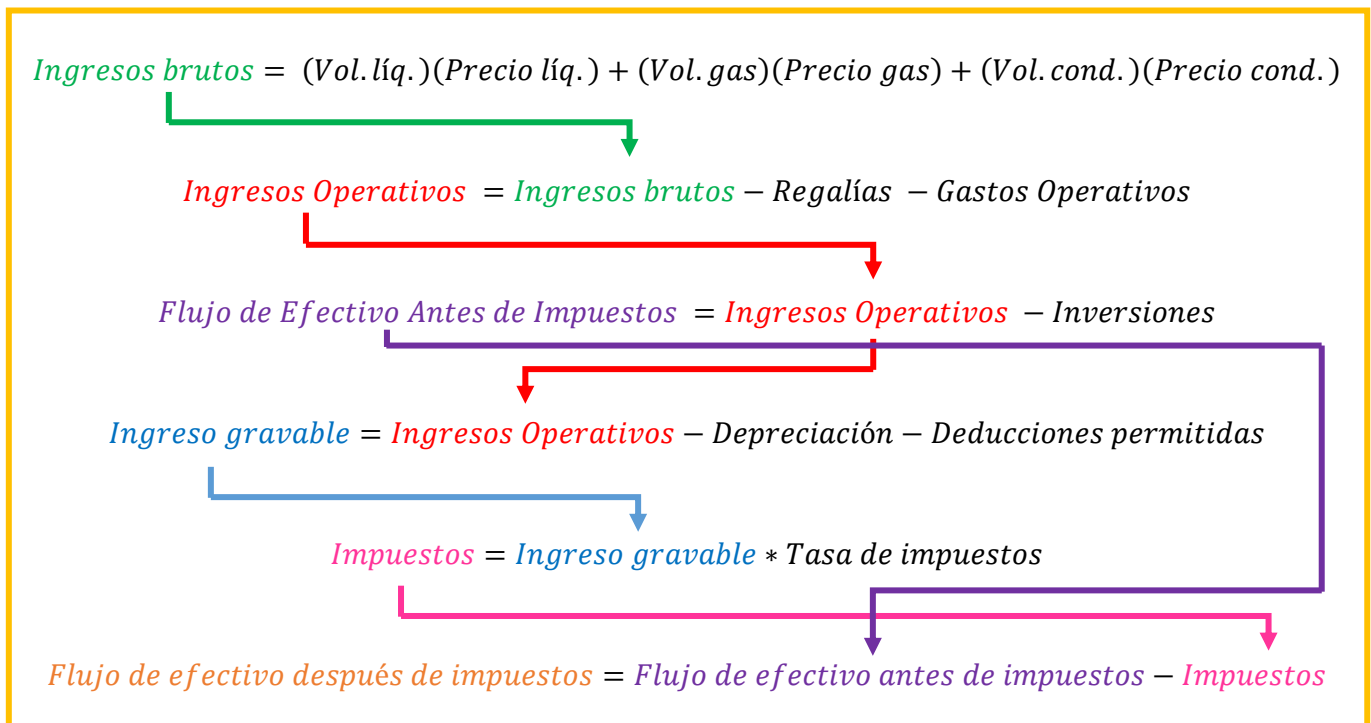
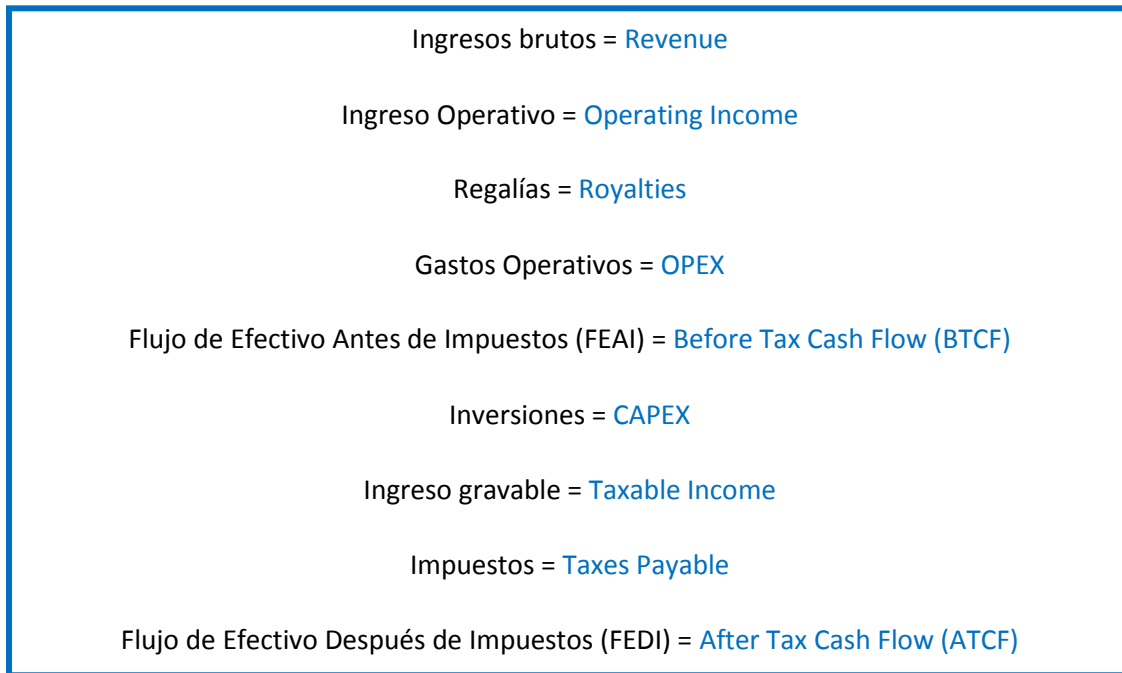


Figura 11: Flujo de caja básico de un contrato para la extracción de hidrocarburos.
Fuente: Carlos Alberto Arrieta Pimentel

3.2.2 Valor del dinero en el tiempo

Un principio básico que se maneja en economía es que el dinero no tiene el mismo, sino que éste tiende a perder su capacidad adquisitiva con el correr del tiempo. Por ejemplo, es más valioso recibir un dólar en este momento que en cualquier otro momento en el futuro, tomando en cuenta que la relación tiempo-valor es inversamente proporcional. Las razones principales de esto son que a partir de una cifra que se tiene en el presente se pueden generar ganancias desde el día de hoy, con intereses en los bancos, por ejemplo. En contraste, si se recibiera esa misma cantidad de dinero la semana siguiente, las ganancias se perderían. Adicionalmente, la inflación es otro de los factores que contribuyen a la devaluación del dinero con el paso del tiempo.

Debido a lo anterior, existen fórmulas que permiten determinar el valor que tendrá un monto de dinero en el futuro, o bien, el valor que una inversión futura tiene en el presente.

3.2.2.1 Interés compuesto

Este concepto es útil para conocer cuál será el monto equivalente en el futuro para una cantidad de dinero en el presente. Este cálculo es útil para conocer, por ejemplo, cuál sería el beneficio de tener una cantidad de dinero en una cuenta bancaria que proporcione intereses al cliente. A la expresión matemática que representa lo ya mencionado se le conoce como ecuación de composición y está dada de la siguiente forma:

$$F = P (1 + i)^n$$

En donde:

F = Valor futuro

P = Valor presente

i = Tasa de interés

n = Número de periodos (años)

3.2.2.2 Descuento

El descuento es el concepto contrario al interés compuesto, funciona para conocer el valor en el presente de una cantidad de dinero que se recibirá en el futuro. La expresión, llamada ecuación de descuento, está dada por:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

En donde:

F = Valor futuro

P = Valor presente

i = Tasa de descuento

n = Número de periodos (años)

3.2.3 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN), también conocido como Valor Actual Neto (VAN) o *Net Present Value* (NPV) en inglés, es un concepto que ayuda a conocer si una determinada inversión a un proyecto en específico será fructífera o no, es decir, si se debe o no hacer. En este procedimiento lo que se hace es traer a valores actuales los flujos de caja (negativos y positivos) que el proyecto presentará en el futuro.

Tomando en cuenta que:

$$P_n = \frac{F_n}{(1 + i)^n}$$

La expresión correspondiente al VPN es:

$$VPN = I_0 + \frac{F_1}{(1 + i)^1} + \frac{F_2}{(1 + i)^2} + \frac{F_3}{(1 + i)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1 + i)^n} = I_0 + \sum_{j=1}^n P_j$$

En donde:

VPN = Valor Presente Neto

I_0 = Inversión inicial en el tiempo cero

n = Número de periodos, según sea el caso (años)

P = Valor presente

F = Valor futuro

i = Tasa de descuento

Al final del cálculo, y tomando en cuenta que la operación no deja de ser una suma de entradas y salidas de efectivo, se obtiene un balance cuyo signo indica si las inversiones que se realizarán serán o no fructíferas; si el signo es negativo el proyecto no será rentable, si es positivo el proyecto sí será rentable, por último, si el resultado es cero no habrá pérdidas ni ganancias.

La tasa de descuento utilizada para estos cálculos se establece por la compañía con base en la experiencia de proyectos pasados o mediante un tratamiento fundamentado en un análisis económico más complejo.

3.2.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Existen otros indicadores utilizados para conocer la viabilidad de un proyecto además del VPN. La Tasa Interna de Retorno (TIR) o *Rate of Return* (ROR) o *Internal Rate of Return* (IRR) es otro ejemplo de ellas.

La TIR se relaciona con el VPN, dado que la TIR es el valor de la tasa de descuento cuando el VPN es igual a cero. Para entender mejor este concepto ver Figura 12.

Tomando en cuenta que:

$$VPN = I_0 + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

La TIR corresponderá al valor en donde $VPN=0$, quedando:

$$VPN = I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{F_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

En donde:

VPN = Valor Presente Neto

I_0 = Inversión inicial en el tiempo cero

F = Valor futuro

n = Número de periodos (años)

TIR = Tasa Interna de Retorno

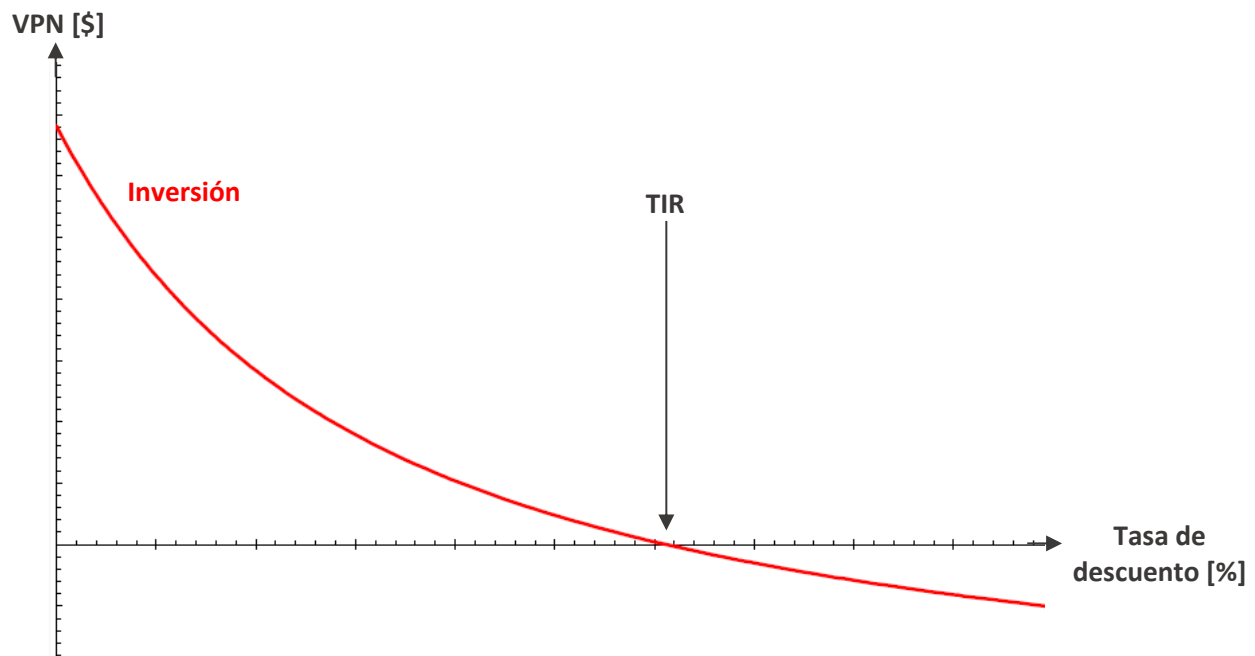


Figura 12: Representación gráfica del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Fuente: Modificada de Schlumberger, Petroleum Economics, 2001.

3.2.5 Valor presente de los Ingresos (VPIng)

Se define como la suma de los ingresos que se esperan en el futuro, descontados a una tasa de descuento determinada para conocer su valor en el presente.

$$VPIng = \frac{Ing_1}{(1+i)^1} + \frac{Ing_2}{(1+i)^2} + \frac{Ing_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{Ing_n}{(1+i)^n} = \sum_{j=1}^n \left(\frac{Ing_j}{(1+i)^j} \right)$$

En donde:

VPIng = Valor Presente de los Ingresos

Ing = Ingresos

i = Tasa de descuento

n = Número de periodos (años)

3.2.6 Valor Presente de los Gastos Operativos (VPG)

De forma análoga al valor presente de los ingresos, este concepto se define como la suma de los costos de operación que se esperan en el futuro, descontados a una tasa de descuento determinada para conocer su valor en el presente.

$$VPG = \frac{G_1}{(1+i)^1} + \frac{G_2}{(1+i)^2} + \frac{G_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{G_n}{(1+i)^n} = \sum_{j=1}^n \left(\frac{G_j}{(1+i)^j} \right)$$

En donde:

VPG = Valor Presente de los Gastos Operativos

G = Gastos Operativos

i = Tasa de descuento

n = Número de periodos (años)

3.2.7 Valor Presente de la Inversión (VPI)

Este concepto se define de forma similar a los dos anteriores. Resulta de la suma de todas las inversiones que se pretenden hacer en el futuro, descontadas a una tasa de descuento determinada para conocer su valor en el presente.

$$VPI = \frac{I_1}{(1+i)^1} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+i)^n} = \sum_{j=1}^n \left(\frac{I_j}{(1+i)^j} \right)$$

En donde:

VPI = Valor Presente de la Inversión

I = Inversión

i = Tasa de descuento

n = Número de periodos (años)

3.2.8 Índice de utilidad

El índice de utilidad (IU), también llamado Eficiencia de la inversión, o *Profit to Investment Ratio* (PIR) en inglés, es un cifra adimensional que representa la eficiencia económica del proyecto, es decir, cuántas unidades monetarias se ganan por cada una que se invierte.

$$IU[1] = \frac{VPN}{VPI}$$

En donde:

VPN = Valor Presente Neto

VPI = Valor Presente de la Inversión

Ambos valores deben estar calculados con la misma tasa de descuento.

Si este índice es mayor a cero significa que el proyecto es viable dado que los ingresos son mayores a la inversión, en cambio si el resultado es menor que cero significa que el proyecto no generará ganancias y no podrá autosustentarse. Si el valor es igual a cero, el proyecto no generará ingresos pero tampoco deudas.

3.2.9 Relación beneficio – costo (RBC)

Éste es un indicador más que ayuda a precisar si el proyecto que se está llevando a cabo es rentable. Consiste en, como lo dice su nombre, establecer una relación entre los ingresos y los egresos del proyecto, para que a partir de ella se determine lo que le pasaría a una inversión.

$$RBC = \frac{VPing}{VPG + VPI}$$

En donde:

VPing = Valor Presente de los Ingresos

VPG = Valor Presente de los Gastos Operativos

VPI = Valor Presente de la Inversión

Los tres valores deben calcularse con la misma tasa de descuento.

Si el resultado es mayor a uno significa que los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto el proyecto es rentable, sin embargo, si el resultado es menor a uno, los egresos son mayores que los ingresos, lo que significa que el proyecto no es viable. Si el resultado es igual a uno significa que tanto los ingresos como los egresos valen lo mismo.

Capítulo IV
INCENTIVOS



IV INCENTIVOS

4.1 El presente y el futuro

Una de las principales motivaciones para la realización de la Reforma Energética de 2013 en México fue la necesidad de fortalecer el sector petrolero nacional, incluido a PEMEX, debido a que la explotación de hidrocarburos ha sido y seguirá siendo cada vez más desafiante, no sólo en nuestro país sino también en el resto del mundo. De esta forma, la modificación del marco legislativo y regulatorio que sufrió México desde aquél año ha sentado las bases para poder alcanzar el estado de progreso que tanto se anhela. Sin embargo, aún existen diferentes áreas de oportunidad en donde se debe poner especial atención para lograr el objetivo.

En cuanto a la técnica, los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada han mostrado su importancia en todo el mundo por su eficiencia (ver sección 4.4), sin embargo, los estudiosos comprenden que para lograr los mejores resultados no se puede depender sólo de estos métodos, ya que consideran que acarrear un mayor riesgo que el inherente en la producción de cualquier yacimiento. Estos procesos han sido concebidos como sólo una pieza de entre muchas otras que forman parte de una filosofía de mejores prácticas en la explotación de hidrocarburos. Aun entendiendo lo anterior, la realización de estas mejores prácticas ha sido mucho más efectiva sólo en ciertas partes del mundo debido a que lleva consigo una planeación mucho detallada, en la optimización de la producción, y en los posibles escenarios, además de que demandan cantidades fuertes de inversión, principalmente en lo que respecta a los métodos de Recuperación Mejorada, sin dejar de lado a la Recuperación Secundaria que también requiere cifras considerables. Este último factor es, como se puede esperar, decisivo para la ejecución de proyectos de esta índole considerando también el aumento sustancial del riesgo en los mismos, además de que, por ejemplo, en el caso de las empresas que poseen un área contractual en México, éstas estaban, hasta finales de 2018,²³ carentes de una normativa que obligara a los contratistas a integrar un proceso de esta índole en el plan de desarrollo

²³Durante los primeros cinco años desde la puesta en marcha de la Reforma Energética de 2013, no existían lineamientos especiales que regularan el actuar de los contratistas con respecto a la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada. Fue hasta el 22 de noviembre de 2018 que la CNH emitió y publicó en el Diario Oficial de la Federación los “Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada”, como parte de la regulación que tiene la facultad de expedir.

entregado por las mismas empresas.²⁴ Existen casos en los cuales los contratistas prefieren ser medidos con su actuar, evitando los escenarios que significarían mayores riesgos e inversiones, optando por asegurar la rentabilidad de sus proyectos sin arriesgarse mucho más, cumpliendo sus obligaciones hasta donde la legislación se los dicte, mientras el plazo de su contrato termine.

En el caso del asignatario, siendo PEMEX el único hasta el momento (primer semestre de 2020), se nota un comportamiento similar, tomando en cuenta que los proyectos de Recuperación Mejorada no son contemplados desde el inicio por sus altos costos y riesgos, por falta de interés, y por las onerosas normas fiscales que tradicionalmente había tenido que soportar la estatal, donde se ha hecho énfasis en imponer una alta tasa de impuestos y no en maximizar el factor de recuperación de una manera holística y rentable, propiciando la inversión, alargando la vida productiva de los yacimientos, e incrementando la producción acumulada y la derrama económica en las comunidades, con una filosofía ganar-ganar que propicie la recaudación global en lugar de generar altas tasas de impuestos (Bashbush Bauza, Láminas de la clase de Recuperación Secundaria, 2019).

En el caso de México, los reguladores en materia de energía ya han identificado lo descrito anteriormente y han estado trabajando para hacer las modificaciones necesarias²⁵ que aseguren que la producción de los hidrocarburos se haga según lo que más le convenga a la nación, lo que claramente irá de la mano de la ejecución de estos proyectos integrales de explotación. Sin embargo, también es importante mencionar que el endurecimiento de las obligaciones impuestas por el Estado y la rigidez del marco legislativo y fiscal son un fuerte contrapeso para los actuales Contratistas y Asignatarios, como se ha visto en el pasado, en el particular caso de PEMEX, sin mencionar que podría derivar en que el interés de nuevas empresas en licitaciones futuras se vea mermado por la falta de atractivo económico. Bajo esta premisa, es menester que el Estado, por medio de las instituciones hacendarias correspondientes, haga un esfuerzo por hacer más atractivo el sector creando escenarios flexibles más

²⁴ El plan de desarrollo es un documento que los contratistas entregan a la CNH para su aprobación. Éste contiene la metodología que se planea utilizar para la extracción de los hidrocarburos contenidos en el área contractual, misma que deberá proyectarse velando por alcanzar el máximo factor de recuperación posible, apegándose a las mejores prácticas de la industria, optimizando los costos y las ganancias, buscando evitar altas tasas de declinación, pérdidas de presión excesivas y daños al medio ambiente.

²⁵ La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene la facultad de expedir los acuerdos, disposiciones, lineamientos, etc. que, regidos por las mejores prácticas de la industria y el bien de la nación, crea más convenientes para regular el actuar del segmento de la cadena de valor que le corresponde. Desde 2013 ha girado disposiciones jurídicas de catorce temas diferentes así como sus modificaciones (Comisión Nacional de Hidrocarburos 6, 2019), incluyendo los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada, emitidos el 22 de noviembre de 2018.

llamativos y lucrativos para sí mismo y para las empresas, propiciando el incremento de los factores de recuperación de los yacimientos del país bajo escenarios ganar-ganar.

Esta situación favorable se puede encaminar aceleradamente motivando a los operadores (tanto a PEMEX como a las compañías privadas) a realizar proyectos de Recuperación Mejorada que incrementen el factor de recuperación mediante inversiones adicionales, todo esto mediante la realización, por parte del Estado, de análisis de sensibilidad a las condiciones fiscales que resulten en esquemas ganar-ganar.

4.2 Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada

A finales del 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos expidió los Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada. Ésta fue la primera vez que el órgano regulador emite alguna disposición jurídica especialmente para este tema. Antes de la emisión de estos lineamientos los operadores tenían la obligación de reportar la utilización de cualquiera de estos métodos como parte de los planes de desarrollo (normados por los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos), sin embargo, dado que prácticamente ningún operador en México realiza procesos de ese tipo, éste era un caso poco común.

Dentro de las definiciones de los lineamientos se establecen los significados oficiales tanto de Recuperación Secundaria como de Recuperación Mejorada, quedando como sigue:

- X. Recuperación Mejorada:** Conjunto de procesos cuyo objetivo es la recuperación de Hidrocarburos mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el Yacimiento o bien fluidos que comúnmente están en él, pero que son inyectados en condiciones específicas, con el fin de modificar las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-fluidos del yacimiento.
- XI. Recuperación Secundaria:** Proceso a través del cual se agrega energía al yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional y mantenimiento de presión, mediante la inyección de fluidos tales como gas, agua o la combinación de éstos, de manera inmiscible.

(Comisión Nacional de Hidrocarburos 4, 2018)

Los lineamientos establecen la entrega de un Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada que forma parte de los planes de desarrollo para la extracción entregados anualmente por los operadores petroleros a la CNH, para su aprobación. Este programa será entregado tanto por los contratistas como por los asignatarios. A pesar de estar incluido en los planes, este programa no afectará la aprobación y continuidad de los mismos pues recibirá una evaluación individual.

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada debe contener una propuesta para la aplicación de algún proceso de este tipo, en caso de que el operador lo encuentre viable para el proyecto en cuestión.²⁶ La propuesta deberá estar bien sustentada con la información técnica de cada yacimiento, estudios de factibilidad económica, estimación de costos, planificación de una prueba piloto y pronósticos de producción, haciendo énfasis en el valor del factor de recuperación que se espera alcanzar y que por supuesto debe estar por encima del inicial, todo esto cumpliendo las obligaciones fiscales originales fijadas por la ley.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá la facultad de aprobar, o no, este programa, tomando en cuenta diferentes criterios, mismos que se indican en los lineamientos. Los operadores no podrán llevar a cabo ningún proceso de Recuperación Secundaria y Mejorada sin la aprobación de la CNH.

En el caso en que el operador concluya que no es viable la aplicación de ninguno de estos métodos y que la CNH opine de la misma manera, la empresa estará obligada a realizar un nuevo estudio de viabilidad cada dos años, tomando en cuenta que la tecnología y las condiciones económicas pudieran ya ser favorables para la realización del proyecto. Por otra parte, si el contratista ya recibió la aprobación de la Comisión para la puesta en marcha del proyecto de recuperación adicional, durante la realización de éste, los operadores entregarán reportes a la CNH que deberán contener indicadores de desempeño,²⁷ reporte de avances en el cronograma de trabajo y la descripción y justificación de cualquier posible modificación al plan de trabajo.

²⁶ En la fracción IV del inciso b del artículo 5 del capítulo único del título segundo de estos lineamientos, se estipula, para el caso en el que el operador cuente con algún modelo numérico de los yacimientos en cuestión, si éste concluye después de hacer los estudios pertinentes que la aplicación del proceso de recuperación secundaria o mejorada que presentó es inviable para las necesidades del proyecto (ya sea de manera técnica o económica), está obligado a presentar el estudio de una segunda propuesta de aplicación para otro método de recuperación adicional diferente al original, cumpliendo con los mismos estándares y requisitos solicitados en el estudio anterior.

²⁷ Los lineamientos establecen que los indicadores de desempeño estarán compuestos por el porcentaje de desviación en el tiempo de ejecución del cronograma de trabajo, el porcentaje de desviación en la producción de petróleo y de gas, así como el del presupuesto. Todo lo anterior estipulado en el artículo 14 del capítulo I del título IV del documento.

La creación y expedición de estos lineamientos podría significar el comienzo de un cambio de pensamiento en cuanto a los procesos de Recuperación Mejorada en México se refiere. El Estado, por medio de uno de sus reguladores, no sólo está reconociendo la importancia de su aplicación y su relevancia para lograr un mayor factor de recuperación, sino que lo ha convertido en una obligación para todos los operadores petroleros, incluyendo al único asignatario que hay por el momento en México; PEMEX. No obstante, sumar un compromiso más a las empresas que implica mucha más inversión y más riesgo, sin permitir hacer flexibles los esquemas fiscales, podría significar que éstas se sientan sofocadas por la dura carga legislativa y fiscal provocando que deserten si los pronósticos no son alentadores para sus finanzas, además de que el sector petrolero nacional pierda atractivo a los ojos de las empresas nacionales y extranjeras, lo que significaría que cada vez menos empresas participen en las licitaciones (disminuyendo la inversión y rezagando a la industria nacional), y en el caso de que lo hicieran, lo harían presentando propuestas tradicionales (derivadas de la aversión a incrementar los riesgos sin un incentivo equilibrado que las estimulen a afrontar con mejores bases a la incertidumbre que implicarían los proyectos ofertados), canalizando esfuerzos en cumplir los requerimientos de trabajo mínimo y de las obligaciones fiscales, sin desarrollar innovación.

Este último factor ha sido un multiplicador dinámico en varias partes del mundo causando la creación de nuevos mecanismos para aumentar el atractivo de los proyectos, por ejemplo la modificación de las condiciones fiscales a las que están sujetas las empresas, o el ajuste de las contraprestaciones pagadas al Estado derivadas de las actividades de extracción de hidrocarburos. Cada vez es más común la reestructuración de los acuerdos entre los operadores y los gobiernos de cada provincia o país, según sea el caso, buscando siempre incentivar el uso de nuevas y mejores tecnologías que aumenten el factor de recuperación de los yacimientos agregando valor, entendiendo que el operador tiene que ganar para que el Estado lo haga también y en mayor medida (ver sección 4.4).

4.3 Incentivos fiscales actuales para la realización de procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México

La palabra ‘incentivo’ tiene como definición; “estímulo que se ofrece a una persona, grupo o sector de la economía con el fin de elevar la producción y mejorar los rendimientos” (Real Academia Española,

s.f.). En el mundo, otorgar incentivos a los operadores de áreas petroleras cuando realizan algún proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, se ha convertido en la norma, pues se reconoce que aunque estos procesos llevan consigo una alza importante de los costos y del riesgo de los proyectos, generan un mayor beneficio a la nación y un mayor interés en las licitaciones que pudieran llevarse a cabo en el futuro. Estos incentivos pueden ser de diferentes tipos según sea el caso del que se trate, desde una deducción de impuestos hasta una disminución en el porcentaje de regalías al Estado, u otros esquemas adaptados al tipo de proyecto, a la región o al tipo y tamaño del yacimiento.

En el caso particular de México, los únicos incentivos (nombrados así en los considerandos de los Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada) que actualmente se contemplan en cuanto a los procesos de recuperación adicional, son una **deducción al Impuesto Sobre la Renta (ISR), aplicable para Contratistas y Asignatarios**, y señalada en la fracción I del inciso A del artículo 32 correspondiente al capítulo II del título segundo, y en la fracción I del artículo 46 del título tercero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, respectivamente (ver Tabla 12 y Tabla 13) y, para el caso de los **Asignatarios, una deducción aplicada a una contraprestación a favor del Estado denominada Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)**. Esta última deducción está indicada en la fracción I del artículo 40, perteneciente al Capítulo I del título tercero de la misma ley (ver Tabla 14). Es importante decir que en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos estas deducciones no están catalogadas como incentivos.

Como se puede notar en las Tablas 12, 13 y 14, en donde se citan las fracciones de los artículos antes mencionados, **el caso específico de procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada de hidrocarburos apenas se menciona, sin recibir un tratamiento específico como se esperaría dada la importancia de estos métodos, tanto técnicamente como económicamente**. Por lo anterior se identifica un área de oportunidad que bien desarrollada podría seguir impulsando a la industria petrolera nacional, logrando que sea más moderna y que con la utilización de procesos de Recuperación Mejorada se contribuya a la obtención de enormes beneficios para el país.

Tabla 12: Artículo 32 (inciso A, fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
Fuente: Diario Oficial de la Federación.

Artículo 32.- Para efectos de la determinación del impuesto sobre la renta, se estará a lo siguiente:

- A. Los Contratistas, en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, deberán aplicar los siguientes porcentajes:
 - I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y mejorada, y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen;

...

Tabla 13: Artículo 46 (fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
Fuente: Diario Oficial de la Federación.

Artículo 46.- ...

Para los efectos de la determinación del impuesto sobre la renta, los Asignatarios, en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, deberán aplicar los siguientes porcentajes:

- 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;

...

Tabla 14: Artículo 40 (fracción I) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
Fuente: Diario Oficial de la Federación.

Artículo 40.- Para la determinación de la base del derecho por utilidad compartida, 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;

...

4.4 Incentivos para la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada alrededor del mundo

Una de las formas más comunes y deseables para mejorar ciertos aspectos de administración y regulación de los proyectos petroleros en México es mirar hacia otros lugares del mundo que destaquen por la realización de las mejores prácticas de la industria, este método se ha venido haciendo a lo largo de varios años. En la actualidad se puede decir que gran parte de la evolución que ha sufrido la rama petrolera en nuestro país ha sido influenciada por tendencias y prácticas mundiales que se han hecho notar por su buen funcionamiento y que han sido adaptadas a nuestra nación, sin dejar de lado la propia identidad de México, respondiendo a sus necesidades particulares.

Debido a lo anterior, se han seleccionado algunos casos específicos de países en el mundo en donde se han desarrollado mecanismos para estimular la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada, generando escenarios atractivos para las empresas que se dedican a la explotación de sus recursos hidrocarburos, fomentando la investigación de nuevas tecnologías que puedan traer mejores beneficios con riesgos acotados y ganancias aceptables. Para presentar una sección transversal ilustrativa de estas mejores prácticas en diversas partes del mundo, se seleccionaron dos provincias de Canadá: Saskatchewan y Alberta; un país de Mar del Norte: Noruega; y dos países Sudamericanos: Brasil y Colombia.

4.4.1 Canadá



Figura 13: Mapa de Canadá.
Fuente: Google Maps.

Esta nación registró, a inicios del 2018, 168.9 miles de millones de barriles de petróleo (MMMbls) y 66.5 billones de pies cúbicos de gas (MMMMpc) en reservas probadas (BP, 2018), dando un total de **180.65 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente²⁸ (MMMMbpce)**, ostentando el primer lugar en América del Norte, seguida de los Estados Unidos de América con 104.5 MMMbpce y de México con 8.419 MMMbpce²⁹ (Comisión Nacional de Hidrocarburos 12, 2019), respectivamente.

También a inicios de 2018, Canadá alcanzó una producción de 4.8 millones de barriles de petróleo por día (MMbpd), además de 6.225 billones de pies cúbicos de gas diarios (MMMMpcd), siendo así el segundo productor de petróleo y gas de América del Norte. Los Estados Unidos de América produjeron 13.057 MMbpd de petróleo y 25.93 MMMMpcd de gas, mientras que México produjo 1.905 MMbpd de petróleo³⁰ y 4.876 MMMMpcd de gas.³¹

Por su organización política, las provincias que conforman a este país tienen la autonomía para gestionar sus recursos hidrocarburos como mejor les convenga, teniendo así diferentes estructuras de legislación y regulatorias entre sí. Tomando en cuenta lo anterior, cada provincia puede decidir explotar sus recursos mediante una empresa estatal o mediante privados.

²⁸ Para la conversión del volumen de gas en miles de pies cúbicos a barriles de petróleo crudo equivalente se utilizó el factor de conversión de 0.1767, estipulado por *The Society of Petroleum Engineers* (SPE) en sus tablas de factores de conversión de unidades oficiales. (Society of Petroleum Engineers 2, 2019)

²⁹ 8.419 MMMbpce fueron las reservas probadas reportadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el año 2018. En el 2019 el valor disminuyó a 7.987 MMMbpce.

³⁰ 1.905 MMbpd fue la producción de petróleo reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos al primero de enero de 2018. La producción en la misma fecha pero del 2019 bajó a 1.621 MMbpd.

³¹ 4.876 MMMMpcd fue la producción de gas reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos al primero de enero de 2018. La producción en la misma fecha pero del 2019 bajó a 4.635 MMMMpcd.

En esta nación los derechos de los minerales de Canadá no son exclusivos del Estado, en algunos casos estos derechos son propiedad de privados, sin embargo el Estado es quien más posee, teniendo aproximadamente un 89% de ellos, mientras que los privados poseen apenas el 11% restante (Wyatt, 2015).

Las provincias de Saskatchewan y Alberta son las dos más importantes de Canadá en cuanto a la extracción de hidrocarburos se refiere, siendo el segundo y primer lugar, respectivamente, en aporte de producción de petróleo a este país, respectivamente. Además son referentes en cuanto al otorgamiento de incentivos a las empresas petroleras que llevan a cabo procesos de Recuperación Mejorada dado que su gobierno ha identificado que la realización de estas prácticas es uno de los caminos más viables para el máximo aprovechamiento de sus recursos naturales y de su industria petrolera. A continuación, se expondrán los casos específicos de estas dos provincias.

4.4.1.1 Saskatchewan

4.4.1.1.1 Industria petrolera



Figura 14: Mapa de la provincia de Saskatchewan, Canadá.
Fuente: Google Maps.

Esta provincia posee un área de 588 mil km² (poco menos de la tercera parte de la extensión de México). Se encuentra en la región central de Canadá y es una de las más importantes en cuanto a la explotación de hidrocarburos se refiere, pues es la segunda mayor productora del país, sólo por debajo de Alberta, aportando cerca del 12% de la producción nacional de petróleo (Saskatchewan Government 1, 2018).

En 2018 reportó una producción diaria promedio de 487 miles de barriles de petróleo [Mbpd] y una producción anual de 177.2 millones de barriles (MMbbls). Posee alrededor de 37

mil pozos activos y se estima, que tiene reservas recuperables remanentes de aproximadamente 1.2 miles de millones de barriles de petróleo.

Esta provincia es la tercera mayor productora de gas con una producción anual, reportada a inicios de 2018, de 188.3 MMMpc, con reservas remanentes de gas de cerca de 1.8 MMMMpc (Saskatchewan Government 1, 2018).

Saskatchewan, posee recursos hidrocarburos convencionales y no convencionales. Estos últimos se ubican en la región central y este de la provincia y consisten en arenas bituminosas de una extensión aproximada de 2.7 millones de hectáreas, adyacentes a la formación Athabasca, sin embargo, su extracción aún es un reto para las empresas dado que se encuentran a una profundidad importante haciendo que su minería no sea viable, sumado a que los procesos de recuperación *in-situ* actuales no son útiles para esos recursos (Alberta Government 6, pág. 2).

Con respecto a la refinación, la provincia tiene una capacidad de aproximadamente 109,000 barriles por día, además de 137,000 barriles diarios de petróleo pesado.

Su industria petrolera se destaca por ser sumamente activa y competitiva, además de ser muy lucrativa y beneficiosa para Canadá. Tan sólo en 2017, el gobierno reportó \$9.2 miles de millones de dólares como el valor combinado de la producción anual de petróleo y gas de la provincia. También se reportó que la inversión anual en exploración y extracción de hidrocarburos, reportada en 2018, fue de \$4.8 miles de millones de dólares. En 2017 la industria petrolera contribuyó directamente con cerca de \$600 millones de dólares a la economía de Saskatchewan, a los cuales habría que agregar el multiplicador natural que traen consigo las inversiones sobre la economía.

4.4.1.1.2 Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos

Esta provincia se rige mediante un sistema de gobierno en el que existe un representante de la Corona de Canadá³² denominado Teniente-Gobernador, un Primer Ministro y una legislatura unicameral.³³

³² El tipo de gobierno que Canadá posee es una Monarquía Constitucional que además posee un parlamento. Las responsabilidades gubernamentales descansan en un gobierno federal y en el gobierno de las provincias y los territorios.

³³ Una legislatura unicameral es aquella que se distingue por poseer únicamente una cámara de representantes que es elegida por la ciudadanía sin poseer una cámara alta. Todas las provincias canadienses se rigen por este mismo mecanismo.

En Saskatchewan no existe una compañía petrolera estatal desde ya varias décadas, en su lugar, el gobierno de esta región aprovecha sus recursos mediante el otorgamiento de licencias a privados, otorgándoles los derechos sobre los recursos del área que se trate, así como para realizar operaciones de perforación, producción, transporte y venta, estableciendo sus propias condiciones regulatorias y fiscales. Sin embargo, a pesar de que esta provincia tiene cierta autonomía en el rubro energético, su autoridad no es absoluta.

Saskatchewan otorga los derechos para la extracción de sus recursos, incluyendo los hidrocarburos, mediante un esquema de subastas en donde el ganador es quien brinde la oferta más atractiva.

A partir de que al ganador se le han asignado derechos sobre la extracción de los recursos hidrocarburos de cierta porción de territorio, comienza un periodo de exploración otorgado por la Corona para que la empresa ganadora pruebe la viabilidad del proyecto de extracción. En caso de que esta viabilidad no sea confirmada y sustentada mediante los términos que dispone el gobierno, los derechos de los recursos regresarán a la Corona.

Aproximadamente el 75% de los recursos hidrocarburos de Saskatchewan pertenecen a la Corona. Cualquier compañía petrolera que opere en un territorio en donde los derechos de los recursos pertenezcan al gobierno, deberá pagar regalías a éste, además de los impuestos correspondientes. Entre estos impuestos, Saskatchewan contempla uno aplicado a la compañías en general del 12% de sus ingresos, en el caso de las empresas petroleras, éstas deberán pagar un 15% adicional (Alberta Government 6, pág. 3).

Las regalías que se deben pagar a la Corona por la extracción de petróleo o gas no consisten en tarifas fijas, sino que su cálculo se modifica de acuerdo a las condiciones del mercado, tomando en cuenta factores como el costo del barril, el de las operaciones de extracción y el tipo de proyecto del que se trate, por ejemplo si los pozos que se utilizan son verticales u horizontales.

4.4.1.1.3 Incentivos por la aplicación de procesos Recuperación Mejorada

El Gobierno de esta provincia estima que del volumen original de petróleo que poseen (cerca de 56 MMMbbls), el 12% puede ser extraído con las prácticas actuales (6.72 MMMbbls. Adicionalmente,

también estima que aproximadamente el 88%³⁴ del petróleo remanente (43.37 MMMbls) tiene un excelente potencial para ser extraído bajo la utilización de procesos de Recuperación Mejorada, entre los cuales incluyen tecnologías como la inyección de polímeros, de dióxido de carbono (CO₂) y el método SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) (Saskatchewan Government 1, 2018).

Dado el importante papel que juegan los procesos de Recuperación Mejorada en el futuro de la industria petrolera de Saskatchewan, esta provincia se ha distinguido por impulsar el uso de tecnologías de recuperación adicional y de otros mecanismos técnicos que permitan una mayor eficiencia en la extracción. Derivado de lo anterior, su marco legislativo, regulatorio y fiscal se ha mejorado para brindarle a las empresas mayores facilidades y certeza económica, lo que ha resultado en mayores utilidades para el Estado y los operadores.

Dentro del marco legislativo de Saskatchewan, el texto regulatorio denominado *The Crown Oil and Gas Royalty Regulations, 2012*, estipula la manera en que las empresas deberán pagar a la Corona las regalías provenientes de los hidrocarburos producidos. Cabe destacar que una de las virtudes de esta legislación es estar sumamente organizada a pesar de conjuntar en un sólo documento de no más de 62 cuartillas todo lo referente a los pagos al gobierno por este concepto. Dentro de los apartados de este documento se puede encontrar lo referente al petróleo y al gas extraído por métodos de recuperación primaria y lo referente al petróleo y gas extraídos con procesos de Recuperación Mejorada.³⁵

En primera instancia, **el cálculo de las regalías correspondientes a los hidrocarburos extraídos por métodos de Recuperación Mejorada es diferente al cálculo ordinario para lo extraído mediante recuperación primaria**, dado que es un caso que merece un tratamiento especial. **Además esta provincia otorga incentivos fiscales a manera de deducciones en las regalías pagadas por el volumen de petróleo producido por estos métodos**. Desde este primer ejemplo se debe subrayar la relevancia que juegan los incentivos aplicados al régimen de pago de las regalías.

³⁴ Conviene acotar que si se excluyen los dos campos más prolíferos del país, los campos restantes tienen (al 1ro de enero de 2019) un factor de recuperación 3P menor al 10%.

³⁵ En el documento *The Crown Oil and Gas Royalty Regulations, 2012*, el gobierno de Saskatchewan diferencia los volúmenes de hidrocarburos según el origen físico de su extracción, es decir, si se obtuvo por medio de recuperación primaria o por medio de algún método de Recuperación Mejorada. Además de lo anterior, subclasifica a estos volúmenes producidos de acuerdo a la fecha en que fueron extraídos, generando condiciones de cálculo de regalías diferentes para cada caso.

El incentivo consiste en realizar una deducción anual a regalías pagadas en ese año por el volumen de hidrocarburos derivado de métodos de recuperación adicional. La cantidad deducida puede variar según el caso y será el resultado de sumar tres cantidades; un porcentaje de las regalías que puede variar entre 1, 5 y 10%; un concepto denominado *net royalty payment*,³⁶ y el monto de regalías adicionales que la empresa pudiera estarle pagando a un tercero que no sea la Corona y que también posea derechos por el área en que se realiza la extracción de hidrocarburos, si es el caso.

Así, esta provincia se autodenomina un territorio con un esquema de regalías estable y competitivo, considerado uno de los más bajos, desarrollado con base a análisis de sensibilidad con respecto al precio del barril y los costos de producción.

Además de otorgar incentivos por concepto de estos métodos, Saskatchewan también otorga otros tipos de incentivos, algunos para reconocer el logro de las metas de volúmenes recuperados, de pozos perforados, y otros diseñados para fomentar y estimular la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías que puedan mejorar la producción de petróleo y gas en la provincia.

Un incentivo más que está relacionado con la aplicación de métodos de recuperación adicional es el denominado *The Petroleum Research Incentive*, que además posee su propia regulación que lleva su mismo nombre. Entre los objetivos principales de este estímulo está el alentar la realización de nuevos proyectos de Recuperación Mejorada, así como promover el estudio de nuevas tecnologías que brinden mejoría al sector hidrocarburos de esta provincia, obteniendo una mayor eficiencia y una relación costo-beneficio superior, aminorando el impacto ambiental generado por la explotación de estos recursos. Finalmente, uno de los objetivos más interesantes que establece su legislación es que a través de la transferencia de la tecnología y del conocimiento generados por este incentivo, se cree una conciencia más amplia en la industria del petróleo y el gas con respecto a las nuevas tecnologías y la importancia de su desarrollo.

Para poder ser beneficiados con este incentivo, las empresas petroleras interesadas deberán contar con un proyecto que incluya la elaboración de una prueba piloto y la investigación correspondiente a ella. La elegibilidad de éstos no será exclusiva a aquellos que tengan algún método de Recuperación

³⁶ La cantidad denominada *net royalty payment* hace referencia a la cantidad resultante de la resta entre las regalías pagadas por una tierra que la Corona ha ofertado para los trabajos de extracción de hidrocarburos, menos lo que se hubiera pagado de regalías si esa misma tierra estuviera regida bajo un contrato de arrendamiento por parte de la Corona. Es decir, es la comparación del monto de regalías a pagar entre dos modalidades de contrato diferentes.

Mejorada, sino que será extendida a proyectos que integren la gestación de nuevas tecnologías en áreas como la exploración de petróleo y gas, producción, transporte e impacto ambiental producido por las actividades petroleras, entre algunas otras, con la condición que todos ellos estén llevándose a cabo en la provincia canadiense de Saskatchewan. Sin embargo, el área de la Recuperación Mejorada es una de las que más realizan investigación y desarrollo de nueva tecnología dado su constante evolución y adaptación a las necesidades de los yacimientos, es por esto que este incentivo repercute directamente a los procesos de RM.

Otro requisito esencial para que el incentivo sea otorgado es que el plan a desarrollar sea novedoso, en el sentido de que cumpla con alguna de las dos condiciones siguientes; que el proyecto no esté siendo utilizado en Saskatchewan en actualidad, o que la tecnología utilizada no haya sido usada anteriormente de la misma manera que se está proponiendo. En el caso en el que existan mejoras o cambios tecnológicos en métodos previamente utilizados, el incentivo sólo será otorgado a los costos relativos a esos conceptos, siempre que éstos estén ligados a un nuevo aumento en el riesgo o la incertidumbre del proyecto, con respecto a las aplicaciones anteriores.

Las empresas titulares de los proyectos que logren ser beneficiados, en concordancia con uno de los principales objetivos de este estímulo, tendrán la responsabilidad de llevar a cabo la transferencia de información técnica al resto de la industria, gozando de un periodo de confidencialidad predeterminado. En el especial caso en que las circunstancias del proyecto pudieran beneficiar únicamente a la empresa que lo propuso, el estímulo no será otorgado, dado que como requisito adicional se deberá demostrar que la tecnología utilizada es comercialmente aplicable de forma extendida en otras partes la provincia, remarcando así las intenciones de la legislación de hacer que, a través de este incentivo, la industria petrolera de Saskatchewan crezca de manera general y holística y no de manera particular.

En cuanto al incentivo *per se*, éste consistirá en una **disminución en el monto de las regalías, así como en una deducción de impuestos**, a partir de las cantidades estipuladas por la ley para las actividades petroleras que se realicen en Saskatchewan. En concreto, se reembolsarán en un 50% los costos de investigación que involucren directamente al centro de investigación sobre petróleo de Saskatchewan (*Petroleum Technology Research Centre, PTRC*, en inglés), un organismo dedicado a fomentar la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada en esta provincia, además de ser un agencia a quien

las empresas pueden contratar para la realización de investigación y de otras tareas involucradas con el proyecto. En este caso, el incentivo no podrá superar la cifra de un millón de dólares por cada proyecto, en cada periodo. En los casos donde no se involucre el PTRC en el proyecto, se reembolsará el 30%, de los costos elegibles, sin superar los tres millones de dólares, en cada periodo.

4.4.1.1.4 Resultados de la aplicación de incentivos

Gracias el empeño que ha puesto el gobierno de Saskatchewan para hacer de los procesos de Recuperación Mejorada y cualquier otra metodología para la optimización de procesos de extracción, prácticas comunes y viables económicamente para las empresas operadoras como resultado de sus mecanismos de ajuste regulatorio y sus incentivos, estos procesos ya han agregado valor a la industria petrolera de la provincia, de hecho, éstos se han realizado de una forma tan extendida en este lugar que se han alcanzado cifras referenciales incluso a nivel mundial. **Un ejemplo muy ilustrativo se encuentra en la perforación horizontal, pues Saskatchewan tenía, para 2014, el record de más de 2,700 pozos horizontales** (ver Figura 15), un dato que refleja lo trascendental que ha sido el incentivo entregado por este concepto. Este tipo de perforación de pozos ha tenido grandes resultados en formaciones como Bakken, al sureste de la provincia, Lower Shaunavon al suroeste, y Viking del oeste.

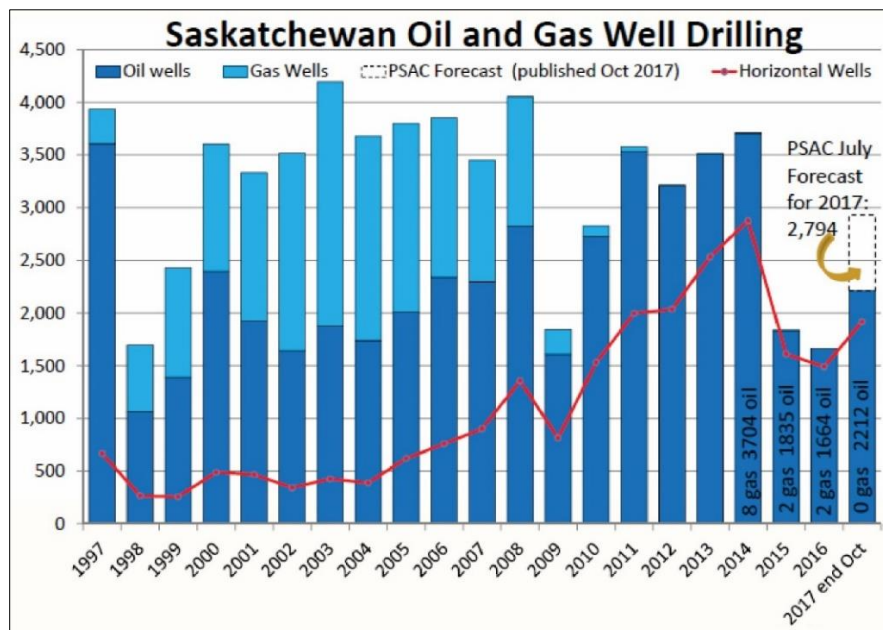


Figura 15: Pozos perforados en Saskatchewan (Canadá) (1997-2017).

*PSAC (Petroleum Services Association of Canada).

Fuente: Government of Saskatchewan.

Por otra parte, Saskatchewan ha logrado alcanzar un comportamiento estable en cuanto a la adjudicación de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en cuanto a compañías petroleras se refiere, incluso después de la baja en el precio del barril. Aunque aún no se alcanzan las cifras que ostentaba antes de este suceso, ha seguido recibiendo inversión e interés por parte de las empresas. Tan solo en 2018, Saskatchewan otorgó 13 licencias para la exploración y extracción de hidrocarburos con un área total de 269.65 km², tasadas en un valor de \$26.6 millones de dólares en el momento de la subasta, además de otorgar 383 contratos en modalidad de renta con un área total de 625.87 km² y obteniendo de ellos \$24.07 millones de dólares en el mismo evento legislativo, adicionando además otras utilidades incluidas en los contratos y bonos adicionales. En suma, en 2018 obtuvieron una ganancia neta de \$5,195 millones de dólares únicamente por concepto de la adjudicación de áreas petroleras de ese mismo año.

De enero a junio de 2019, Saskatchewan adjudicó 117 contratos de 156 ofertados en cuatro áreas, es decir, logró adjudicar el 75% de ellos obteniendo al momento del acto jurídico \$18.18 millones de dólares.

En la Tabla 15 y la Figura 16 se puede ver el comportamiento de los contratos adjudicados y su valor al momento de la subasta, además de las ganancias acumuladas derivadas de ellos para cada año, desde 2013.

Tabla 15: Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos otorgados por el Gobierno de Saskatchewan (2013 - junio de 2019).
Fuente: Saskatchewan Government.

Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos otorgados por el Gobierno de Saskatchewan (2013 – junio* de 2019)						
Año	Licencias	Renta	Contratos adjudicados totales	Área total [km²]	Valor del contrato [Millones de dólares estadounidenses]	Ganancia acumulativa [Millones de dólares]
2013	13	579	592	1,113.92	67	4,774
2014	26	605	631	2,002.42	198	4,972
2015	7	558	565	1,328.43	56	5,028
2016	14	461	475	1,117.40	53	5,082
2017	29	404	433	2,009.67	63	5,145
2018	13	383	396	895.52	51	5,195
2019*	7	110	117	247.14	18	5,213

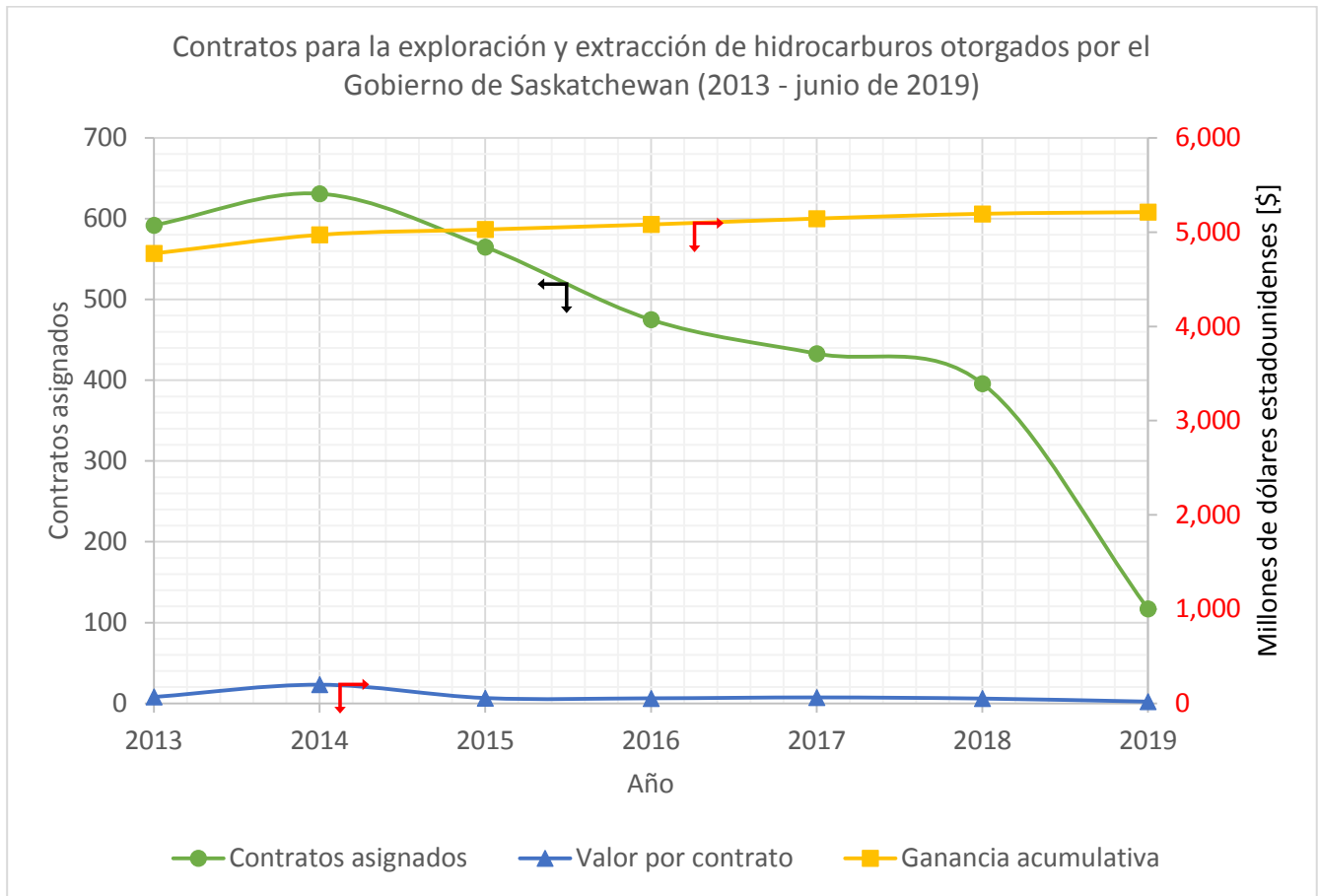


Figura 16: Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos otorgados por el Gobierno de Saskatchewan (2013 - junio de 2019). Fuente: Saskatchewan Government.

Este último dato demuestra que el sector hidrocarburos de Saskatchewan se mantiene atractivo a los ojos de los inversionistas pues es una industria en constante modernización, incluyendo como motivo principal al otorgamiento de incentivos a las empresas operadoras.

En cuanto a datos técnicos referenciales de extracción, los factores de recuperación de sus principales campos rondan el 10%, cifras entendibles tomando en cuenta la complejidad técnica de la extracción, lo muy viscoso de sus petróleos y el clima inclemente durante más de la mitad del año. La marcada tendencia ascendente se ve fortalecida gracias al continuo mejoramiento de su brazo tecnológico impulsado por la flexibilidad del marco legislativo y el interés del gobierno y su ente regulador en continuar la modernización del sector.

En la Tabla 16 se presentan algunos de los campos de Saskatchewan más importantes con sus datos respectivos de volumen original y producción acumulada, así como su factor de recuperación que ya tenían hace algunos años.

Tabla 16: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Saskatchewan (Canadá).

Fuente: Government of Saskatchewan.

Factores de recuperación de los algunos campos petroleros de Saskatchewan (Canadá)				
Campo	Volumen original [MMbbls]	Producción acumulada [MMbbls]	Al año	Factor de recuperación
Viking	2,300	297	2017	13%
Bakken	1,910	199	2017	10%
Mannville	20,500	1,988	2013	10%

Después de los resultados alentadores en el comportamiento de la industria petrolera de la provincia, el gobierno de Saskatchewan está empeñado en seguir fortaleciendo los proyectos de Recuperación Mejorada y otras técnicas de optimización en la extracción, ejemplificada por la creación de nueva infraestructura por parte del Estado con ayuda de uno de sus brazos tecnológicos; el *Petroleum Technology Research Centre* (PTRC), quien desde 2018 ha estado trabajando en un importante proyecto de almacenamiento de CO₂ que complementará los procesos de inyección de éste en el futuro. Actualmente Saskatchewan ya posee proyectos importantes de inyección de CO₂ como los realizados en Weyburn³⁷ y Midale que, según datos del gobierno de la provincia, en conjunto adicionarán a la producción de Saskatchewan cerca de 267 millones de barriles de petróleo y aumentarán la rentabilidad de los proyectos por lo menos por 25 años más (Saskatchewan Government 1, 2018). Acciones como ésta reafirma el compromiso y la confianza de su gobierno hacia la aplicación de los procesos de recuperación adicional.

³⁷ Es de interés resaltar que para el caso del campo Weyburn se importa CO₂ antropogénico generado por carbón en una planta de electricidad en los Estados Unidos de América.

4.4.1.2 Alberta

4.4.1.2.1 Industria petrolera



Figura 17: Mapa de la provincia de Alberta, Canadá.
Fuente: Google Maps.

Alberta, está ubicada al oeste de Canadá con una superficie de cerca de 662 mil km² (aproximadamente un tercio de la superficie de México). Es la provincia más importante de este país en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos se refiere, pues posee importantes volúmenes de estos, siendo el tercer lugar mundial en reservas (Alberta Energy Regulator 3, 2015, pág. 3). En 2018 tuvo una producción diaria promedio de 3.4 MMbpd, aportando poco más del 70% de toda la producción de Canadá en ese año.

El organismo gubernamental *The Alberta Energy Regulator* (AER) quien funge como regulador para toda el área energética incluyendo al sector hidrocarburos en la provincia, reportó en 2018 que Alberta tenía alrededor de 1.8 mil millones de barriles de petróleo (MMMbls) remanente, lo que representa un poco más de la tercera parte de todo el petróleo remanente de Canadá (Alberta Government 2, 2018). En cuanto a gas, se reportó un volumen remanente de 33 billones de pies cúbicos de gas (MMMMpc).

Alberta es famosa por poseer grandes depósitos de hidrocarburos no convencionales, específicamente de arenas bituminosas, que representan más el 90% de sus reservas probadas (Ingenium, s.f.). La extensión de estos depósitos llega a cubrir unos 142,200 kilómetros cuadrados en las áreas de Athabasca, Cold Lake y Peace River, siendo así las reservas más grandes del mundo en este rubro con un volumen cercano a los 165.4 mil millones de barriles (MMMbls) en reservas probadas, con una producción de aproximadamente 2.8 MMbpd a principios de 2018.

Derivado de la complejidad técnica en cuanto a la extracción de este recurso no convencional, Alberta es una provincia que hace uso de diferentes metodologías para la extracción, la mayoría de ellas relacionadas con procesos de recuperación térmica, siendo el método *Steam Assisted Gravity Drainage*

(SAGD) uno de los más populares. Además, se practica la minería de estas arenas hasta para profundidades de 75 metros (tomando en cuenta que solo 4,800 km² del área total puede ser explotado mediante estas minería, lo que representa el 3.4% de todas las arenas bituminosas de Alberta).

Tabla 17: Reservas y producción de Alberta (Canadá) a inicios de 2018.

Fuente: Alberta Energy Regulator.

Reservas y producción de Alberta (Canadá) a inicios de 2018			
	Bitumen [MMMMbls]	Petróleo [MMMMbls]	Gas natural [MMMMpc]
Volumen original	1,845	84.9	355
Reservas	165.4	19.3	204
Producción acumulada	13.3	17.6	176
Reservas remanentes	164	1.8	33

Esta provincia recibe inversiones importantes de capital en el sector de los hidrocarburos, rondando los \$25 mil millones de dólares anuales, cifra promedio que abarcará desde 2016 hasta el 2026 (tan solo en *upstream*) según los pronósticos hechos por el gobierno de Alberta (ver Figura 18). En 2017 la inversión aproximada fue de \$26.5 mil millones de dólares, mientras que en 2018 el estimado es de \$23.7 mil millones de dólares.

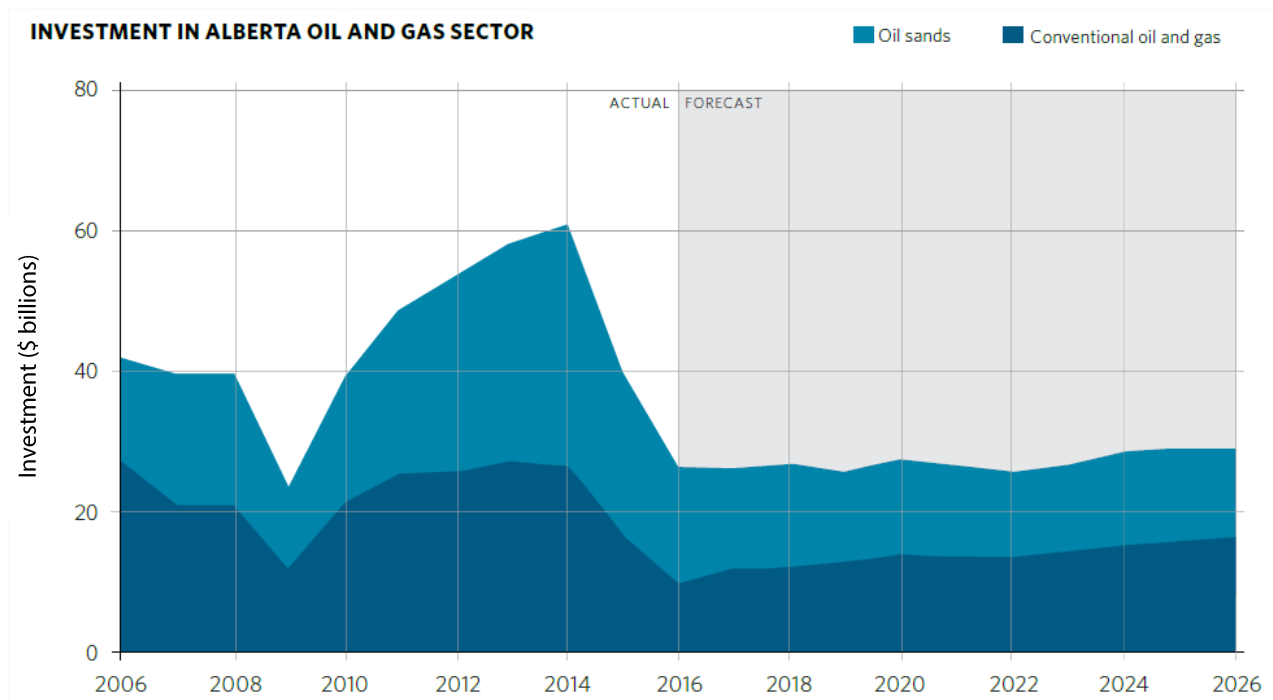


Figura 18: Historial y pronóstico de inversión en el sector hidrocarburos de Alberta, Canadá (2006 - 2026).

Fuente: Alberta Energy Regulator

4.4.1.2.2 Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos

Alberta posee una estructura gubernamental igual a la de Saskatchewan, además de un sistema legislativo muy parecido a esta provincia en cuanto a los hidrocarburos se refiere. Sus territorios se encuentran contiguos y muchos de los depósitos petroleros que poseen están relacionados. En Alberta, al igual que en su provincia vecina, los derechos sobre recursos minerales pertenecen en gran porcentaje al gobierno de la provincia, cerca del 81% del total, (Alberta Government 4; Energy, 2009, pág. 3) y su departamento de energía es quien los administra por medio de organismos especializados.

Alberta tampoco posee una empresa petrolera estatal (lo cual es otro punto en común con Saskatchewan) y su industria está desarrollada por empresas de capital privado, muchas de ellas extranjeras, que incluso operan también en su provincia vecina. A través de estas compañías y de los trabajos de exploración y extracción que realizan, el gobierno de Alberta recibe bonos, regalías e impuestos, además de tener la facultad para establecer la regulación que considere conveniente y a la que los privados tendrán que apegarse, facultado a su organismo *Alberta Energy Regulator* (AER) para tal menester. Derivado del correcto actuar de los organismos reguladores, Alberta se considera un referente en cuanto a la extracción de estos recursos, pero además de mejores prácticas regulatorias de este rubro.

En su documento regulatorio llamado *Mines and Minerals Act*, establece todas las condiciones a las que estará sujeta cualquier tipo de actividad relacionada con sus recursos minerales, incluyendo en este rubro a los hidrocarburos, que poseen una sección especial. Este texto define dos mecanismos para la extracción de sus recursos hidrocarburos; contratos de arrendamiento y contratos de licencia, cuyas características y especificaciones están estipuladas en el documento *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*. Cada uno de estos contratos tiene una duración especial ajustada al proyecto, especificando que para el contrato de arrendamiento se tendrá un periodo inicial de 5 años, pudiéndose extender a 10 o 21 años, según sea el caso, y en el caso de las licencias cada una de ellas tendrá una duración inicial diferente dependiendo del lugar en donde se encuentre el área contractual; 2 años si se encuentra en la región Plains, 4 años si está en la región norte, y 5 años si está en la región Foothills.

El Departamento de Energía de Alberta es quien otorga los derechos de los recursos a terceros y esto lo hace bajo las condiciones que estipule el Ministro, quien podrá definir el modelo de adjudicación de áreas, los cuales serán adjudicación directa, si es que éste lo considera justificable por algún motivo;

mediante la realización de una licitación pública; o por cualquier otro mecanismo que el Ministro encuentre conveniente. En la mayoría de los casos el mecanismo utilizado es el segundo, y se han alcanzado cifras promedio de 24 licitaciones anuales, siendo importante recalcar que en estos actos jurídicos la Corona conserva siempre el título de los minerales y únicamente otorga permisos de extracción. En estas licitaciones públicas el ganador es quien envía al Estado la mejor oferta, de manera análoga a lo realizado en Saskatchewan.

Una misma área contractual puede ser licitada más de una vez debido a que cada una se divide en intervalos de profundidad determinados por el Departamento, siendo que cada uno de ellos se oferta individualmente (ver Figura 19).

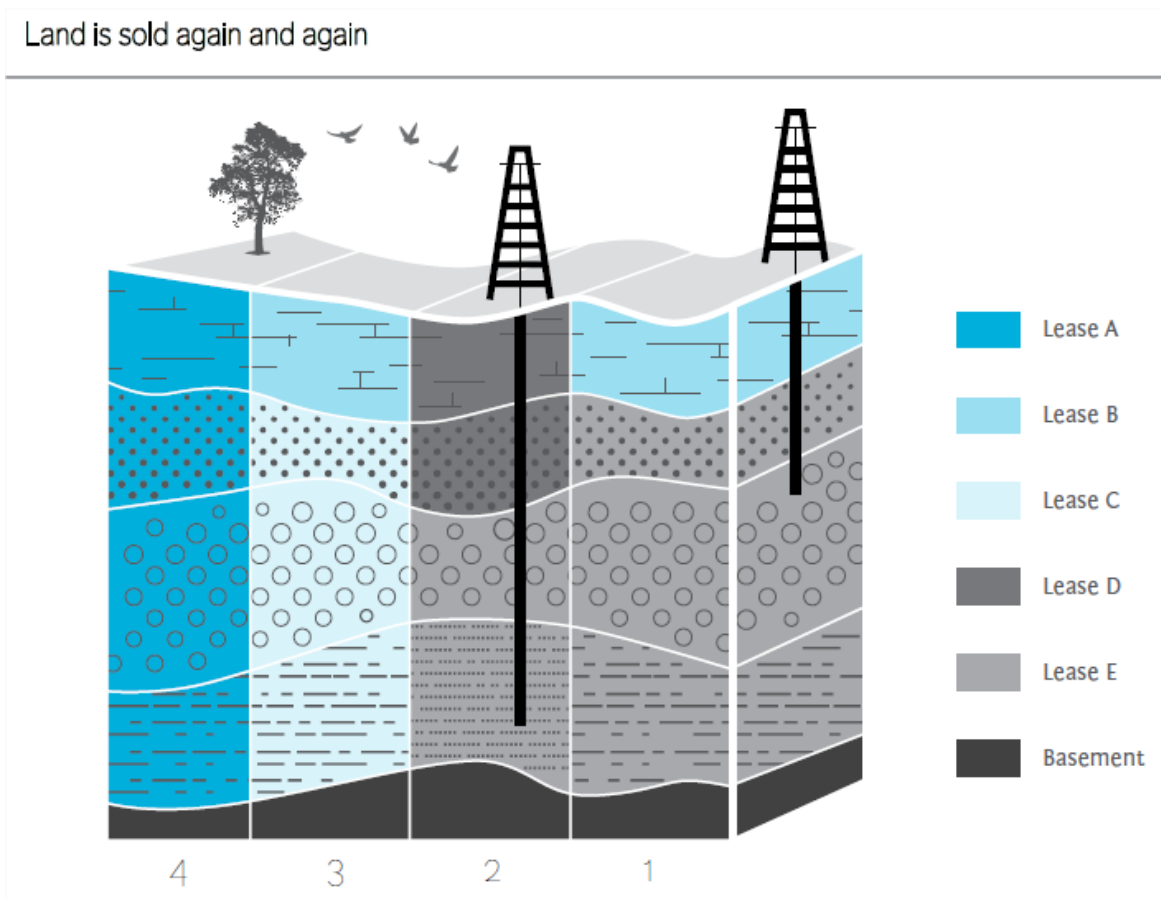


Figura 19: El área se licita una y otra vez.
Fuente: Alberta Department of Energy.

El cálculo de las regalías pagadas al Estado derivadas de la extracción de los hidrocarburos varía dependiendo del tipo de hidrocarburos del que se trate. En el caso del petróleo, su densidad, así como

el precio del barril, son factores a considerar. Todas las especificaciones en cuanto a las características que tendrán las regalías, así como la manera de calcularlas, están estipuladas en las legislaciones *Petroleum Royalty Regulation, 2017* y *Natural Gas Royalty Regulation, 2017*.

4.4.1.2.3 Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada

Debido a las condiciones geológicas que las zonas petroleras de Alberta poseen, la alta viscosidad de la mayoría de su petróleo y el clima de las mismas, aunado a los altos retos técnicos y riesgos de la extracción de sus recursos, esta provincia ha tenido la necesidad de desarrollar la mayoría de sus proyectos con la intervención de algún tipo de proceso de Recuperación Mejorada, sumado a técnicas adicionales para la optimización de sus procedimientos. Por lo anterior, y con el riesgo de dejar de ser un lugar atractivo a la inversión privada, de la cual depende al cien por ciento para la explotación de sus recursos hidrocarburos, se ha visto obligada a generar mecanismos especiales para atraer a las empresas petroleras con panoramas creativos. Esta provincia ha trabajado desde hace décadas en el diseño de mejores escenarios regulatorios para las empresas que se dedican a la extracción de hidrocarburos mediante procesos de Recuperación Mejorada.

En su documento *Enhanced Hydrocarbon Recovery Royalty Regulation*, el gobierno de Alberta estipula un incentivo que se aplicará a los proyectos que posean algún método de Recuperación Mejorada y que cumplan con los requisitos para acceder al programa que lo otorga. Cabe destacar que en la misma regulación se definen lo que para los fines de la misma serán considerados métodos de Recuperación Secundaria y Terciaria. La inyección de agua, la inyección de polímeros, la inyección de gas y la inyección cíclica de éste, se clasifican como Recuperación Secundaria, mientras que la Recuperación Terciaria la conforman las inyecciones miscibles e inmiscibles, la inyección de solventes, y la inyección de químicos, entre otros. En síntesis, la regulación de Alberta indica que cualquier método para adicionar o aumentar presión en el yacimiento, así como para favorecer el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos productores, incluyendo estrategias en las que los hidrocarburos puedan ser alterados para generar su mejor flujo aumentando la producción, podrá aplicar para beneficiarse con estímulos.

Para el ingreso a este programa, el Ministro debe de opinar favorablemente en diversos criterios, siendo uno de los principales el que la realización del proceso de Recuperación Mejorada del que se trate signifique un gasto mayor al esperado en el caso base, justificando el ajuste de las obligaciones

contractuales en cuanto a las contraprestaciones se refiere. Adicionalmente, el Ministro, quien será el encargado de aprobar y dictar las condiciones del programa, deberá recibir información suficiente por parte del solicitante en donde éste indique todas las particularidades del plan de ejecución además de presentar los argumentos suficientes para otorgar el estímulo, resaltando el hecho de que por medio de la ejecución del método de recuperación en cuestión se logrará aumentar la producción del yacimiento, con respecto al caso base.

El incentivo consiste en la **disminución de la tasa para el cálculo de las regalías otorgadas a la Corona por concepto de las actividades de extracción de hidrocarburos, ésta será del 5% y la permanencia en el programa tendrá una duración de no más de 90 meses (7.5 años)**. Este pago de regalías será efectivo a partir de que el plan de ejecución del proyecto sea aprobado por las autoridades competentes y sólo aplicará para los fluidos obtenidos mediante estos métodos y cuya propiedad del proyecto corresponda, en un porcentaje mayor a 0%, a la Corona.

Además, el gobierno de Alberta ha creado los lineamientos llamados *Enhanced Oil Recovery Program Guidelines*, con la intención de facilitar el proceso de solicitud de ingreso a este programa a las empresas interesadas. En ellos se hace hincapié en el interés del gobierno por impulsar la Recuperación Secundaria y Mejorada, reconociendo que son herramientas útiles para optimizar la producción de los hidrocarburos. En este mismo documento se especifica de nuevo que la Corona “compartirá” los gastos generados por el proyecto, si es que se aprueba, mediante la disminución de las regalías, permitiendo que se paguen hasta un porcentaje máximo de 5% de ellas.

Existe también otro tipo de incentivo dedicado a impulsar la inversión en trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos en zonas que regularmente son evitadas debido a los altos riesgos y costos operativos; el incentivo *Emerging Resources*. Éste se describe en la legislación *Emerging Resources Royalty Regulation* y en ésta se indican cuáles son las características del mismo, desde requisitos para la aplicación en el programa hasta las regalías que se pagarán por los volúmenes extraídos de los pozos inscritos, pues éste se aplica directamente al pozo y no al yacimiento o al área contractual.

Los proyectos interesados en recibir este beneficio deberán cubrir ciertos requisitos entre los que se destacan el tener un área de entre 18 secciones hasta 144 secciones³⁸ y el entregar un reporte de

³⁸ Según el documento oficial *Alberta's Oil and Gas Tenure*, expedido por el gobierno de Alberta, una sección mide 256.41 hectáreas, lo que es igual a 2.564 km².

evaluación siguiendo los parámetros indicados por el departamento de energía para este fin, además de entregar la documentación en donde se indique quiénes serán los participantes del proyecto, mismos que deberán firmar un acuerdo en donde declaran que se apegarán a lo estipulado por el Ministro y que previamente deberán poseer algún contrato de extracción con el gobierno de Alberta. Adicionalmente, algunos de los criterios para la aprobación del programa son el que al momento de la solicitud de ingreso, el área en cuestión posea máximo el 10% del total de los pozos de exploración potenciales contemplados para el proyecto, además de que en el mismo momento posea máximo el 15% de los pozos productores contemplados para el desarrollo del área. Además, el ministerio deberá encontrar que el área posee potencial para la extracción de hidrocarburos y que el proyecto no sería rentable a menos que el programa se aprobara, generando un flujo positivo de regalías al Estado, trayendo un beneficio a la sociedad y convirtiéndolo en un tema de interés público.

La inscripción al programa en caso de que el proyecto sea aprobado tendrá duración variable en función al número de pozos exploratorios y de desarrollo del área a la que pertenezca el pozo favorecido, teniendo una posible duración de 5 a 10 años.

Este incentivo se **aplica directamente a las regalías pagadas a la Corona** por los volúmenes de hidrocarburos extraídos de los pozos inscritos y consiste en **calcularlas con una tasa de solo el 5%** durante el tiempo que dure el beneficio y hasta los cinco años posteriores al vencimiento de éste.

4.4.1.2.4 Resultados de la aplicación de incentivos

A pesar de que la mayoría de los yacimientos petroleros que posee Alberta son de tipo no convencional y de petróleo extrapesado y arenas bituminosas, esta provincia ha logrado alcanzar factores de recuperación bastante importantes, de hecho, este último recurso no convencional ha logrado posicionarse como el más relevante para la producción de Alberta³⁹ y de todo Canadá (ver Figura 20). La administración gubernamental de esta localidad **atribuye su éxito petrolero a la implementación extendida de pozos horizontales y al multi-fracturamiento hidráulico en yacimientos no**

³⁹ Poco más de tres cuartas partes de la producción de esta provincia proviene de arenas bituminosas situadas al norte de la región, aportando el 84% en junio de 2019. En el mismo mes la producción de petróleo convencional bajó un 0.7% mientras que la correspondiente al no convencional aumento 5.4%, con respecto al mismo periodo de 2018 (Alberta Government 9, 2019).

convencionales, sin mencionar los “atractivos incentivos de la provincia a las regalías para incentivar su perforación” (Alberta Government 1, 2017, pág. 2).

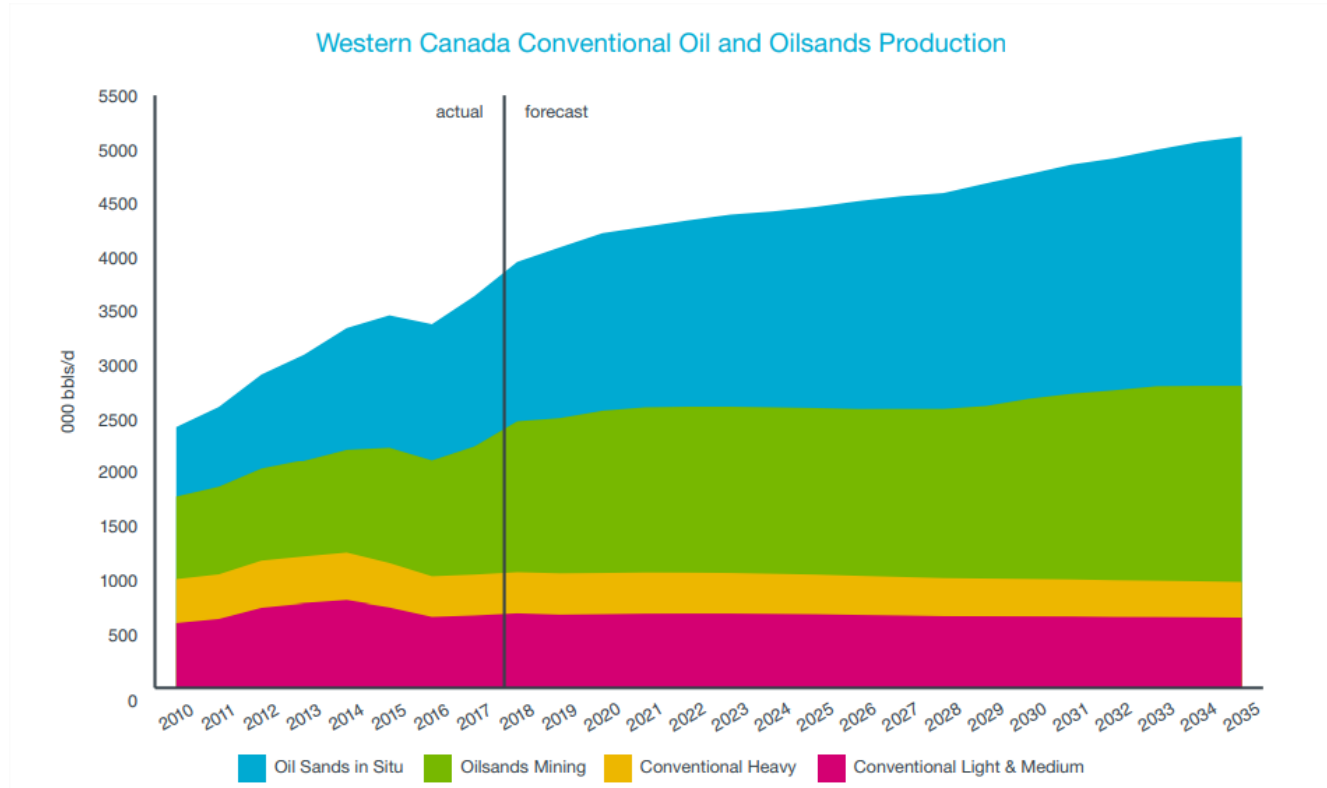


Figura 20: Histórico y pronóstico de producción del oeste de Canadá (2010 – 2035).
Fuente: Canadian Association of Petroleum Producers.

Debido a que los volúmenes de hidrocarburos más importantes que posee Alberta son de tipo no convencional y a los altos riesgos que representa la extracción de estos a causa de la complejidad técnica de la misma, las empresas petroleras se han visto orilladas a realizar cada vez más inversión en proyectos de Recuperación Mejorada y otras técnicas de optimización en la extracción, **con el objetivo de incrementar los factores de recuperación de sus campos**. Algunos de los procesos de recuperación adicional más comunes en esta provincia son la inyección de aire, aditivos químicos, solventes, la perforación horizontal y direccional y el fracturamiento hidráulico, logrando aumentar los factores de recuperación desde 25% y hasta 40%.

En la Figura 21 se observa el comportamiento que ha presentado la perforación de pozos en Alberta con relación a la producción obtenida en la provincia. Se aprecia la **marcada tendencia ascendente en**

la perforación horizontal en los últimos 20 años, un efecto que ha ido de la mano con el aumento de actividades de producción en yacimientos no convencionales. Éste es un fenómeno que no es exclusivo de esta provincia ya que se presenta en diferentes partes del mundo por diversos motivos.

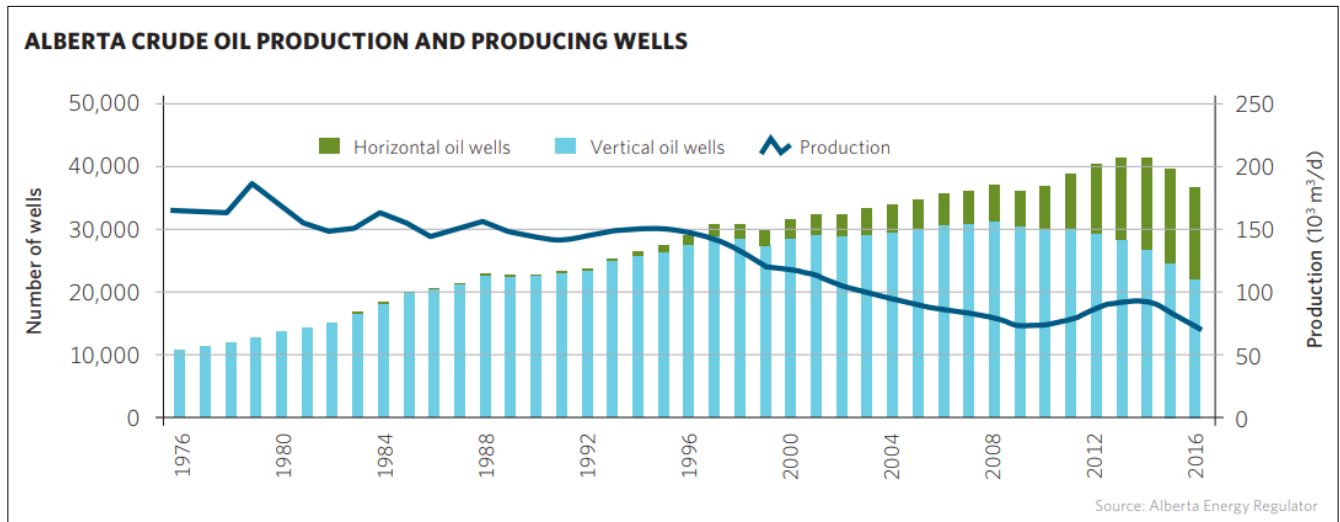


Figura 21: Pozos productores y producción de Alberta (Canadá).
Fuente: Alberta Government, Alberta Oil & Gas Industry: Quarterly Update, 2017.

Uno de los procesos más exitosos que se ha vuelto cada vez más constante en Alberta es el uso del llamado *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), cuya eficiencia se ve reflejada en factores de recuperación por encima del 50%, alcanzando hasta el 80% (Priaro, pág. 1) (ver Tabla 18) idóneo para las viscosidades del petróleo de algunos lugares en donde se aplica que superan los 500,000 cp. Una vez más se puede observar el importante impacto que los procesos de Recuperación Mejorada tienen sobre los proyectos de producción de hidrocarburos.

Tabla 18: Factores de recuperación de algunos yacimientos de petróleo muy viscoso en Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018.
Fuente: Alberta Energy Regulator.

Factores de recuperación de algunos yacimientos en Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018				
Campo	Yacimiento	Volumen original [MMbbls]	Producción acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación
Evi	Granite Wash A4A	206	179	87%
Greencourt	Viking C	104	92	88%
Jumpbush	Upper Mannville H	634	525	83%

Tabla 19: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de petróleo convencional de Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018.

Fuente: Alberta Energy Regulator.

Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Alberta (Canadá) reportados a inicios de 2018				
Campo	Volumen original [MMbbls]	Producción acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación	
Swan Hills	2,447	708	28%	
Judy Creek	1,065	386	36%	
Swan Hills S	847	353	42%	

Adicionalmente, el número de nuevos pozos petroleros perforados es una referencia útil para conocer el estado de la industria de los hidrocarburos de algún lugar y en el caso de Alberta no es la excepción. En 2005 esta provincia alcanzó su número más alto de pozos perforados en las últimas décadas, perforando más de 20 mil pozos ese año. A partir de ese momento la perforación decreció, derivado entre otras cosas, de las fluctuaciones en el precio del barril que mermó la rentabilidad de la industria en todo el mundo, sin embargo, aún a pesar de este fenómeno, Alberta perforó entre 7 mil y 10 mil pozos cada año desde 2009 hasta 2014, y en 2017 perforó más de 5 mil pozos, de los cuales aproximadamente un tercio fueron para la producción de bitumen (ver Figura 22).

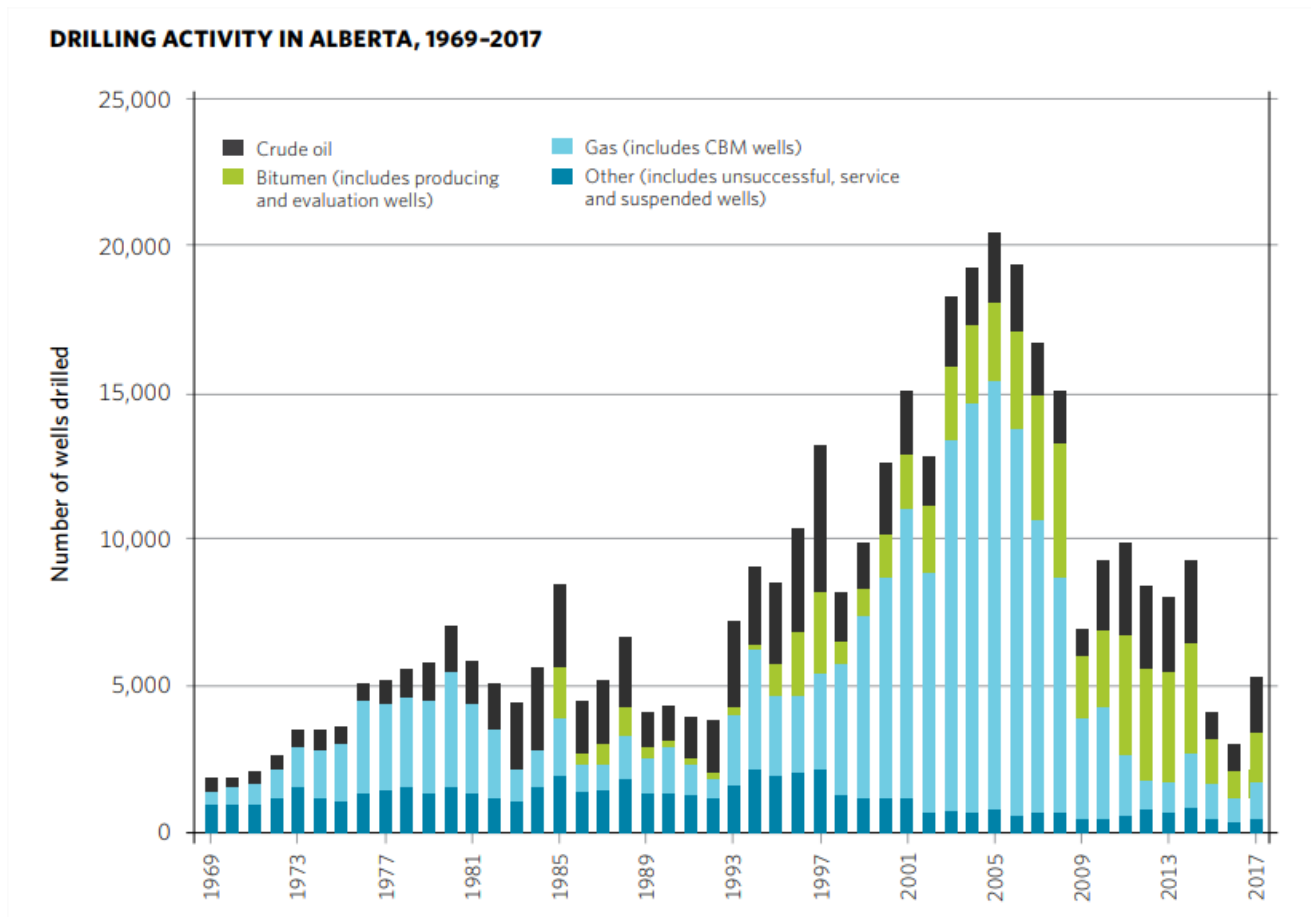


Figura 22: Pozos petrolero perforados en Alberta (1969 - 2017)
Fuente: Alberta Energy Regulator.

Otro factor notable de la industria petrolera de esta provincia que fue influenciado por el otorgamiento de incentivos para la aplicación de procesos de recuperación adicional, es el pago de regalías al Estado. La contribución al gobierno de esta provincia alcanzó, según lo reportado a inicios de 2018, la cantidad de \$1.48 mil millones de dólares, sólo por el concepto de las regalías pagadas por la extracción de arenas bituminosas, lo que representó el 47.9% de todos los ingresos de este mismo tipo correspondientes a la totalidad de los recursos no renovables, incluyendo hidrocarburos y minerales.

En cuanto a las licitaciones que realiza la provincia para otorgar derechos para la extracción de hidrocarburos, Alberta realiza una de ellas cada dos semanas, teniendo 24 anuales en promedio. En los últimos tres años (2016, 2017 y 2018) Alberta ha firmado 1,795, 2,493 y 2,352 acuerdos derivados de estas licitaciones respectivamente y para abril de 2019 el Departamento de Energía de la provincia administraba 71,000 contratos.

4.4.2 Mar del Norte



Figura 23: Mapa de Mar del Norte.
Fuente: Google Maps.

Localizado en el hemisferio norte del planeta en el continente europeo, este mar está rodeado por siete países quienes comparten alguna porción de costa con éste; Reino Unido, Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Dinamarca y Noruega.

Es un mar con una extensión de 750,000 km² y una profundidad media de 96 metros, teniendo su máxima profundidad a los 810 metros aproximadamente, en territorio de Noruega. Sus aguas suelen estar muy cargadas de energía debido al tránsito del viento y la temperatura de sus aguas oscila entre los 2° C y los 20° C, dependiendo de la época del año.

En la década de los setentas se realizaron importantes descubrimientos petroleros en el Mar del Norte y fue a partir de ese momento que la explotación de estos recursos comenzó a

realizarse de forma extendida en los diferentes países que lo rodean, sin embargo la distribución de los recursos hidrocarburíferos contenidos en él no es uniforme, derivando en que el Reino Unido y Noruega poseen los mayores depósitos de petróleo y gas natural de esta porción geográfica. Las reservas de petróleo del Mar del Norte se estiman en aproximadamente 22 MMMbbls, mientras que las de gas se estiman en 159 MMMMpc (Gazprom International, s.f.). Se estima que a principios de los años 2000 esta región llegó a producir hasta 2.9 millones de barriles de petróleo diarios, superando la producción de Irak o Kuwait en esa época (Reed, 2017) además de que para inicios de 2018, existían más de 300 campos petroleros en la región.

La trascendencia de los hidrocarburos del Mar del Norte es tal que la mezcla de algunos de ellos, denominada 'Brent', funge como uno de los crudos de referencia internacional. Los crudos de ahí extraídos son en su mayoría bajos en contenido de azufre y de baja a mediana densidad.

A pesar de la importancia que estos depósitos de hidrocarburos han tenido desde la década de los setentas, cuando las industrias petroleras de los países aledaños comenzaron su ascenso, específicamente para el caso de Noruega, la caída de los precios del barril a finales de 2014 significó un duro golpe a los proyectos de extracción del Mar del Norte. A partir de este momento la cantidad de operadores instalados a lo largo de todo el mar fue mermando, hasta contrastar notablemente con los años anteriores, debido principalmente a que las grandes empresas se concentraron solamente en los proyectos más redituables, dejando a compañías más pequeñas (y por lo tanto más eficientes y con menor carga administrativa) aquellos que ya hubieran pasado sus mejores años y cuyas producciones podrían repuntar (y lo han hecho) con nuevos esquemas. Fue a partir de ese momento de crisis cuando algunas de las compañías petroleras más grandes optaron por vender los derechos de extracción a otras empresas más pequeñas que pudieran enfocar sus esfuerzos a la optimización del aprovechamiento de campos maduros o de aquellos cuyas ganancias no les parecieran tan atractivas a las compañías grandes. Esta estrategia ha permitido a compañías de tamaño mediano apalancar la estructura de sus portafolios de proyectos menos numerosos, y no tan grandes y costosos como los de las grandes compañías, para producir cientos de millones de barriles adicionales con mejores resultados económicos (Bashbush Bauza, Láminas de la clase de Recuperación Secundaria, 2019). Este mecanismo de traspaso se ha hecho muy popular en el Mar del Norte (en Alaska y otros lugares) pues no se han hecho esperar los resultados alentadores en cuanto al repunte de producción en los proyectos cedidos a compañías más pequeñas, debido en parte a la fuerte inversión en exploración de estructuras aledañas a esos proyectos, siendo las sísmicas 3D y 4D de los procedimientos más recurrentes para reorientar el desarrollo y desarrollar exitosamente extensiones de los campos actuales aprovechando el conocimiento geológico y potenciándolo con sísmica 3D avanzada y reinterpretada, con un uso extenso de pozos horizontales geonavegados. Esta tendencia continúa en muchas partes del mundo, ejemplificada por la venta a mediados de 2019 de las propiedades de BP en Alaska que incluyen el campo petrolero más grande de los EUA (Prudhoe Bay), al que se le llegaron a inyectar 9.5 MMMpc diarios de gas natural (y no Nitrógeno) en latitudes arriba del círculo polar (Bashbush Bauza, Láminas de la clase de Recuperación Secundaria, 2019).

Algunos gobiernos, como el de Noruega y el Reino Unido, también identificaron el potencial existente en los campos maduros y concentraron esfuerzos en la reactivación de muchos de sus proyectos de este tipo organizando licitaciones públicas con el fin de adjudicar áreas con estas características. Es gracias a este tipo de proyectos que el Mar del Norte ha comenzado a revigorizarse, debido en su mayor parte a los campos maduros y a la utilización eficiente de infraestructura existente para bajar los costos del desarrollo de nuevas estructuras y yacimientos que no hubieran podido ser rentables por sí solos.

Dentro de este sector geográfico, naciones como Noruega y algunas que conforman el Reino Unido, llaman la atención por su avanzada industria petrolera y por la manera en que sus instituciones reguladoras de energía han promovido esta mejoría apalancando instalaciones e infraestructura existente, apoyos y estímulos fiscales. Es posible que este crecimiento sea compartido entre todas estas naciones debido a la gran similitud, en cuanto a las condiciones geográficas y geológicas, que poseen sus depósitos hidrocarburos. A continuación se presentarán algunos aspectos relevantes del caso particular de Noruega.

4.4.2.1 Noruega

4.4.2.1.1 Industria petrolera



Figura 24: Mapa de Noruega.
Fuente: Google Maps.

Ubicado en la parte norte de Europa, el Reino de Noruega es uno de los países que bordea el Mar del Norte y es una de las naciones más influyentes en cuanto a los hidrocarburos se refiere, aun cuando la historia petrolera de este país es relativamente joven, pues fue hasta finales de los años 60 e inicios de los años 70 cuando el desarrollo de su industria comenzó a tomar forma con el descubrimiento del campo Ekofisk (que sigue siendo uno de sus campos más importantes y que a la fecha cuenta con por lo menos 5 levantamientos 4D a pesar de ser solo una quinta parte del tamaño inicial de Akal). Sin tener ningún tipo de experiencia en la industria petrolera y pese a

incursionar por primera vez en un medio rodeado de países económicamente y técnicamente más fuertes en este rubro, Noruega concentró sus esfuerzos en desarrollar un marco legislativo y regulatorio sostenible y exitoso. Como parte de este proceso creó el *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)* (<https://www.npd.no/en/>) que a la fecha es el organismo gubernamental encargado de la procura de las buenas prácticas del ámbito petrolero de esta nación. Además fundó su compañía petrolera estatal, llamada originalmente Statoil, hoy Equinor, junto con otra compañía altamente técnica, capaz de invertir en proyectos petroleros; Petoro, quien a su vez sirve como contrapeso e inversionista en los proyectos estratégicos de Noruega. Como referencia, en esos años México estaba por descubrir el campo Cantarell, y su compañía petrolera estatal, PEMEX, tenía ya más de tres décadas de existencia.

A inicios de 2018, esta nación reportó 98.1 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) como el volumen total inicial de recursos hidrocarburos en su Plataforma Continental Noruega (Norwegian Continental Shelf, NCS), incluyendo su producción acumulada hasta ese momento. De esta cifra 51.5 MMMbbls corresponden a petróleo y solo 7.4 MMMbbls son reservas. Su producción acumulada a la misma fecha era de 46.1 MMMbpce, lo que significaría que Noruega habría extraído apenas el 47% de sus recursos totales (Norwegian Petroleum Directorate 11, 2018).

De esta forma Noruega se coloca como el primer lugar en reservas probadas de petróleo en Europa, además de serlo de igual manera en producción, ya que en 2018 produjo 1.4 MMMbbls con una producción promedio de 3.8 MMbbls por día (Norwegian Petroleum Directorate 7, 2018). Adicionalmente, en 2018 se reportó que Noruega poseía 60.6 MMMMpc de gas en reservas probadas, produciendo 4.3 MMMMpc el mismo año, colocándolo en el primer puesto de Europa en las dos áreas (BP, 2018, págs. 26, 28).

Tabla 20: Reservas y producción acumulada de la Plataforma Continental Noruega (NCS) a finales de 2018.

Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Reservas y producción acumulada de la Plataforma Continental Noruega (NCS) a finales de 2018						
Tipo	Petróleo [MMbbls]	Gas [MMMpc3]	Gas [MMbpce]	Condensado [MMbbls]	NGL [MMbbls]	Suma [MMbpce]
Reservas	7,403	57,280	10,202	138	1,099	18,843
Producción acumulada	27,348	86,662	15,435	723	2,605	46,112
Total	34,751	143,942	25,637	861	3,704	64,955

Desde 1971, Noruega ha tenido en operación 106 campos en su plataforma continental. Para 2018 tenía 83 en operación de los cuales 63 se encuentran el Mar del Norte, 18 en el Mar de Noruega y 2 en el Mar de Barents. Muchos de los campos noruegos se consideran maduros, sin embargo aún tienen importantes volúmenes de hidrocarburos que se pueden extraer, además de que estos se han incrementado con el descubrimiento de recursos vinculados a los proyectos iniciales. La explotación de sus campos es una labor que continúa y que no se ha detenido desde los inicios de su industria, tan solo en 2018 un nuevo campo comenzó a producir, mientras que 14 más se encontraban en etapa de desarrollo (Norwegian Petroleum Directorate 5, 2018). Adicionalmente, en octubre del 2019, después de miles de millones de dólares de inversión, arrancó la producción del campo Johan Sverdrup cuyo estimado de petróleo inicial está cercano a 3 MMMbbls y que mediante un gemelo digital en desarrollo ya ha avanzado en la implementación, concebida desde el inicio, de métodos de Recuperación Mejorada, apuntando a obtener un factor de recuperación cercano al 70% y una larga vida de explotación superior a los 50 años (S&P Global: Platts, 2018). En su segundo mes de operación ya había superado un caudal de 350,000 bpd, alineado para mantener su primera plataforma de producción de 440,000 bpd.

El Reino de Noruega recibió en 2018 cerca de 28 mil millones de dólares provenientes de su industria petrolera. Ésta juega un papel muy importante en la economía noruega y se le considera el sector que más valor económico agrega a esta nación derivado de las regalías, la inversión privada y el valor de exportación de los hidrocarburos, además, estos ingresos se han visto fortalecidos por una contraprestación adicional a manera de impuesto, llamada *State's Direct Financial Interest (SDFI)*.

Se estima que desde principios de la década de los 70, cuando la extracción de hidrocarburos de la Plataforma Continental Noruega comenzó, la industria petrolera ha aportado al gobierno más de 1.6 billones de dólares, aún a pesar de haber extraído apenas el 47% de sus recursos. En la Tabla 21 se muestra un desglose de las contraprestaciones pagadas al gobierno noruego por la extracción de sus recursos hidrocarburos para el año 2018, así como una proyección para el año 2019.

Tabla 21: Ingresos al gobierno noruego derivados del sector hidrocarburos en 2018 y proyección en 2019.

Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Ingresos al gobierno noruego derivados del sector hidrocarburos en 2018 y proyección en 2019 (Millones de dólares norteamericanos)		
Concepto	2018	2019
Impuestos	12,133	14,927
Impuestos ambientales y tarifas por área	770	770
Ingresos al SDFI	13,057	11,077
Dividendo de Equinor	1,650	2,145
Cantidad neta	27,610	28,919

4.4.2.1.2 Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos

Desde los inicios del desarrollo de su industria petrolera durante la década de los 60, Noruega ha permitido la participación de diferentes compañías privadas en la exploración y extracción de sus recursos. En el año de 1965 se realizó la primera ronda de licitación en donde se adjudicaron 78 bloques geográficos delimitados por la Corona para su exploración y la posterior extracción de los hidrocarburos que pudieran contener. El gobierno de este país había identificado desde entonces que la participación de compañías internacionales enriquecería a su sector, especialmente por la deficiencia de experiencia técnica y de inversión en proyectos de este tipo. Hoy, más de cincuenta años después, los hechos muestran que su modelo no fue solamente acertado sino necesario para alcanzar el bienestar del cual gozan hoy en día, además de haber logrado convertirse en un referente internacional del sector.

Por medio de su legislación *The Petroleum Act (Act of 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities)*, Noruega establece las bases que rigen el funcionamiento de las actividades de exploración y extracción de sus recursos, incluyendo la manera en que las empresas privadas participarán en tales. El documento comienza estableciendo que el Estado Noruega tiene la propiedad de los derechos de sus recursos hidrocarburos, así como el derecho exclusivo de su administración, es decir, que la Corona es la única entidad que puede realizar estas actividades sin ningún tipo de permiso o aprobación. Dicta también que cualquier procedimiento de extracción de hidrocarburos deberá ser visto como un proyecto a largo plazo que beneficie a los habitantes de Noruega, asegurando su bienestar y empleo, además de velar por la integridad ambiental, y el desarrollo de la industria y el comercio nacional.

En su capítulo 2 estipula que existirán licencias de exclusiva exploración que serán asignadas por el Ministerio de Petróleo y Energía y que tendrán una duración de 3 años, a menos que el Ministerio estipule otra duración, enfatizando que éstas no otorgaran derechos de extracción a quien las posea y que tampoco garantiza que su titular obtenga estos derechos posteriormente. En la sección 3 del capítulo 3 se establece que existirán también licencias de producción que le otorgarán al titular los derechos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos en las áreas que estén incluidas en dicha licencia, además el portador de ésta se convertirá en el dueño de la producción obtenida. El Rey podrá estipular un trabajo mínimo para estas licencias o alguna obligación específica para un caso en particular. Estas licencias tendrán una duración de 10 años, misma que estará reservada casi en su totalidad a la fase exploratoria, y que podrá extenderse, con las debidas justificaciones, hasta un máximo de 30 años, aunque en casos específicos podrá durar hasta 50.

Para el otorgamiento de una licencia de producción, el Ministerio solicita un estudio de impacto sobre el comercio, la industria y el ambiente, así como analizar posibles implicaciones de contaminación e impacto social, para esto pide opiniones de las autoridades locales, y de asociaciones y organizaciones de la industria que pudieran tener intereses en el proyecto. Todos estos tendrán por lo menos 3 meses para presentar sus comentarios.

Entre las contraprestaciones que las empresas, que posean un área para la exploración y extracción de hidrocarburos, deben pagar al gobierno noruego, se encuentra un impuesto que se pagará por kilómetro cuadrado que posea el área en cuestión y éste solo aplicará posterior a la duración del periodo inicial (10 años) de la licencia. También se deberá pagar una tarifa por producción que tendrá un valor variable dependiendo de los volúmenes extraídos y del valor de los hidrocarburos. Además, al momento de otorgar la licencia a las empresas, un bono en efectivo podrá ser pagado sin que esta práctica sea recurrente a lo largo de la duración de ésta. En cuanto a los impuestos, se le deberá pagar a la Corona Noruega el 78% por concepto de éstos, derivado de la suma de la tasa regular para cualquier empresa (22%) más un porcentaje adicional, especial para la industria petrolera de 56%. Sin embargo, la misma Corona permite múltiples deducciones a esta tasa, además de un esquema de recuperación de costos para la fase exploratoria.

El Estado Noruega podrá reservarse una porción de alguna licencia para participar en ella mediante un acuerdo de operación conjunta con algún otro operador. Esta participación del Estado será llevada a

cabo mediante una empresa que lo represente y de la cual será el dueño; **Petoro**. Esta empresa tendrá derechos y obligaciones al igual que cualquier otro participante, además de que los ingresos generados por esta participación pertenecerán al Estado, teniendo también que cubrir la parte proporcional de los gastos que puedan surgir de la misma. Petoro consecuentemente tendrá asientos en el Comité de Dirección de las compañías, esto para vigilar los intereses de la Corona.

Estas licencias se otorgan a las empresas mediante rondas de licitación y el Ministerio de Petróleo y Energía es el encargado de decidir, mediante sus criterios, quién será el ganador del área licitada. Existen dos tipos de rondas de licitación; numeradas y de áreas predefinidas (APA por sus siglas en inglés), siendo la principal diferencia que las primeras están enfocadas a proyectos en áreas fronterizas con altos retos técnicos por falta de información y/o de infraestructura y por lo tanto se busca su desarrollo de forma paulatina. En el caso de las rondas APA, éstas se usan para proyectos maduros que llevan varios años funcionando y en donde se tiene más certeza de las condiciones geológicas, con menores riesgos técnicos y mayor infraestructura (Norwegian Petroleum Directorate 14, 2019).

En la Figura 25 se muestra el área geográfica perteneciente a la Plataforma Continental Noruega (NCS) bordeada en línea discontinua color blanco, en borde de color negro se presenta el área de la misma que potencialmente puede contener hidrocarburos. Coloreado en verde están los bloques geográficos disponibles para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y que pueden ser ofertados en rondas de licitación, mientras que en amarillo aparecen los bloques que, si bien están abiertos a la exploración y extracción de hidrocarburos, se desarrollarán de manera discreta, asignándose a proyectos especiales al criterio del Ministerio. Por último, bordeadas en color rojo aparecen las áreas APA que consisten en proyectos de campos maduros en donde existen trabajos de extracción previos e infraestructura disponible.

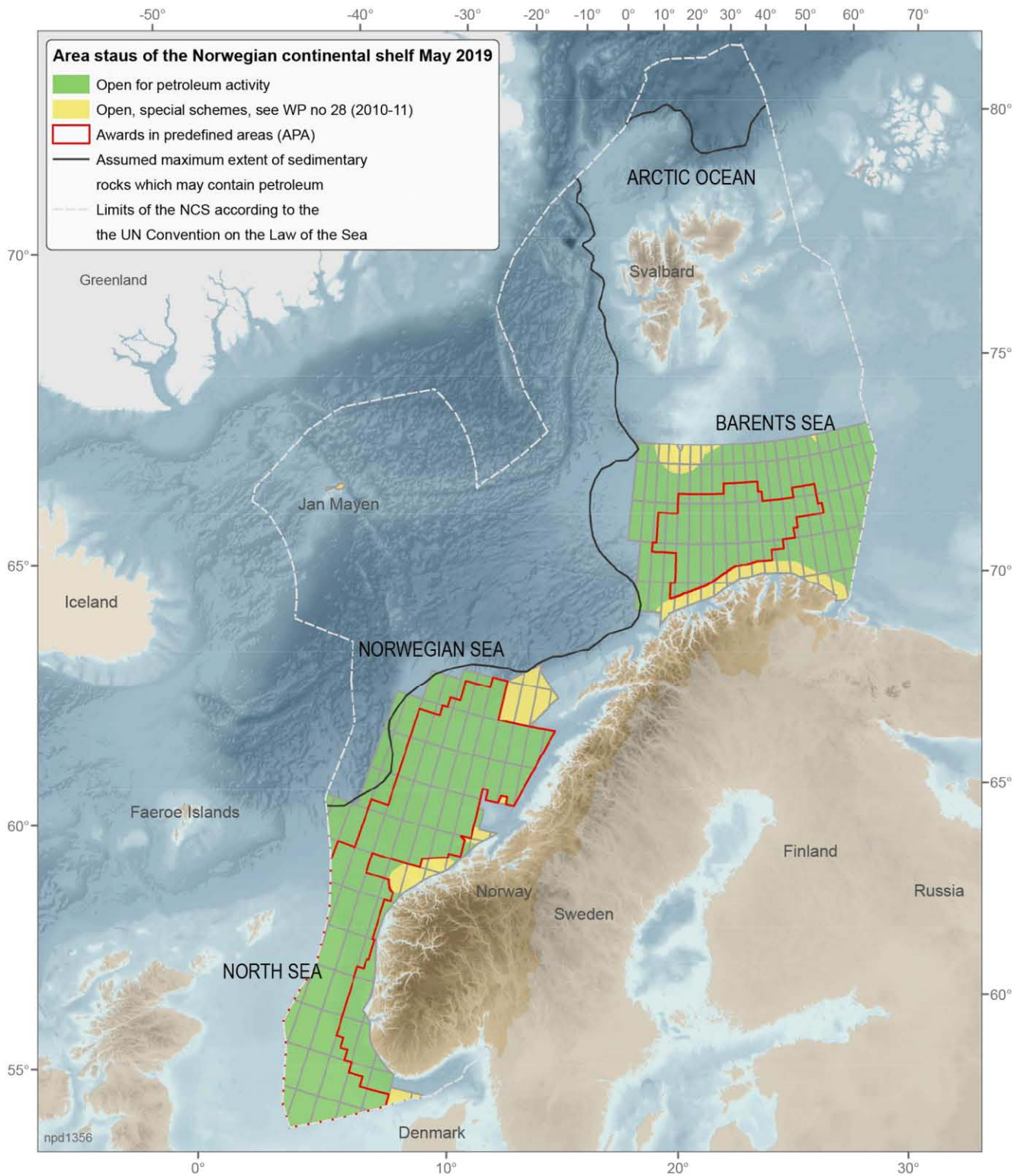


Figura 25: Estado de las áreas de la Plataforma Continental de Noruega (NCS) actualizado a mayo de 2019. Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

4.4.2.1.3 Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada

“Debido a que las empresas comerciales son responsables de la exploración, el desarrollo y la producción, es esencial darles los incentivos correctos; las decisiones que son mejores para las empresas también deben ser beneficiosas para la sociedad.” (Norwegian Petroleum Directorate 6, 2019).

Esta frase, acuñada por la propia entidad reguladora del ámbito petrolero en Noruega, nos deja entrever la importancia que su gobierno considera que poseen los incentivos otorgados a las empresas, particularmente a las operadoras de algún proyecto petrolero. Derivado de lo anterior, el marco hacendario y legislativo de este país ha optado por diseñar escenarios flexibles para las empresas con acciones como la **deducción de impuestos y la recuperación de costos**, siempre y cuando éstas logren extender la vida productiva y rentable de los campos, incrementar los factores de recuperación, optimizar el aprovechamiento de la infraestructura existente, cuidar el medio ambiente, etc.

Como se puede observar en la Figura 25, Noruega posee una gran cantidad de campos petroleros considerados maduros, incluso los proyectos que en su momento fueron los más importantes de esta nación ahora se encuentran en declive. Esto ha favorecido a que se valoren nuevas metodologías que promuevan la maximización del factor de recuperación de los campos, aunque estos sean considerados maduros.

El gobierno de Noruega, en colaboración con el Imperial College London, realizó un estudio en 2017 involucrando a los 27 campos más importantes de este país para valorar el potencial que posee la aplicación de algún método de Recuperación Mejorada en ellos; el resultado arrojó que si se realizaran estos procedimientos se obtendría un volumen de hidrocarburos adicional de aproximadamente 3.773 MMMbbls, incluso si solo el 10% de estos proyectos se pudiesen realizar de forma rentable. Este volumen significaría una cantidad neta de 188.8 mil millones de dólares.⁴⁰

En la Figura 26 se puede observar el gran potencial que los campos petroleros noruegos más grandes poseen en cuanto a los volúmenes de petróleo remanente. En la mayoría de los casos este volumen no se encuentra muy alejado de su producción acumulada, lo que muestra la relevancia que podría significar su extracción. Es preciso señalar que para que la extracción de este remanente se pueda

⁴⁰ Basado en un precio por barril de 50 dólares norteamericanos.

lograr, los proyectos deberán de echar mano de procesos de Recuperación Mejorada, aunada a la eliminación de cuellos de botella, optimización de las instalaciones y operaciones ya existentes.

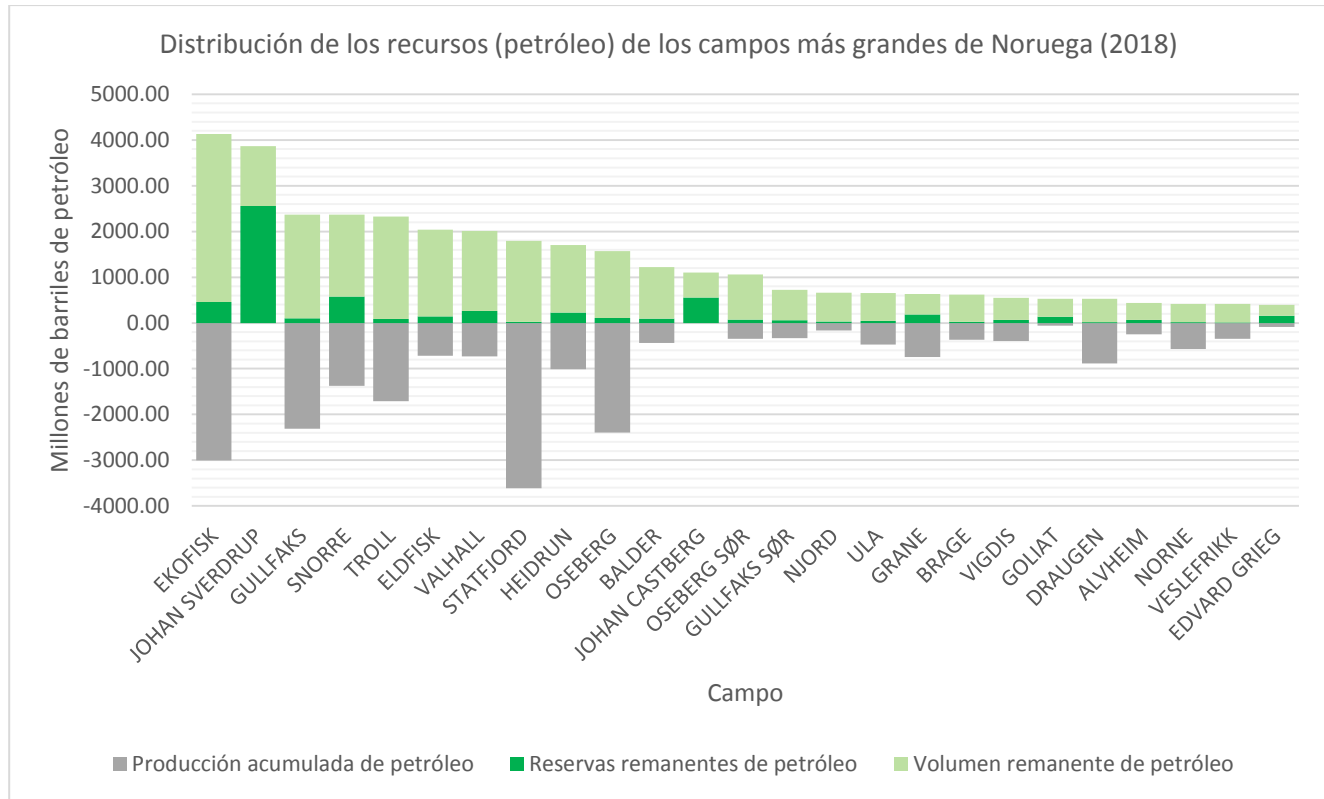


Figura 26: Distribución de los recursos (petróleo) de los campos más grandes de Noruega (2018).
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Sin embargo, la idea de llevar a cabo métodos de recuperación adicional se reconoció desde hace décadas, una muestra de esto es que muchos de los campos petroleros de esta nación se diseñan desde el arranque y realizan procedimientos de inyección de agua y gas para el mantenimiento de la presión desde que estos comienzan su vida productiva. En Noruega consideran que el aseguramiento del máximo factor de recuperación comienza desde la planeación y diseño del activo, incluyendo en la planificación del desarrollo pozos horizontales geonavegados, tomando en cuenta estas metodologías desde el inicio, es así como los proyectos petroleros en esta nación se planean tomando en cuenta procedimientos de Recuperación Mejorada en una forma holística e integral. Además, la adquisición constante de información por medio de datos de producción y sísmica, particularmente 3D y 4D, aumenta el buen reconocimiento de las áreas en cuestión y disminuye la incertidumbre al momento de

tomar decisiones, especialmente en la perforación de pozos interestaciados y en la predicción de alteraciones a los patrones de inyección. Es por ello que esta constante actualización de datos es una práctica permanente para todos los proyectos de recuperación.

Por lo anterior, el gobierno noruego establece como una obligación que las empresas operadoras lleven a cabo las actividades necesarias para alcanzar la máxima recuperación posible, y como parte de ello éstas realizan estudios de viabilidad técnica y económica antes de poner en marcha el desarrollo del proyecto. Los resultados recabados deben ser entregados como un reporte al NPD y éste analiza la información, pudiendo solicitar que se lleven a cabo procesos de recuperación adicional, ajustando las obligaciones del licenciatario, **favoreciendo que siga siendo rentable para él**. Así pues, el marco legislativo de Noruega está diseñado para optimizar los procesos y alcanzar mayores ganancias, tanto para el Estado como para los demás organismos implicados, logrando así ser cada vez más atractivo para las empresas dedicadas a la producción de hidrocarburos.

En cuanto al pago de impuestos se refiere, Noruega identifica a su sistema como un **sistema neutral**, lo que significa que las instituciones hacendarias se esfuerzan por ofrecer escenarios que se adapten a las necesidades de los proyectos favoreciendo a que éstos, **si son rentables antes de impuestos, también lo sean después de ellos**. De esta manera el gobierno pretende alentar a las empresas a encontrar soluciones para asegurar la rentabilidad en sus proyectos, lo que significa más inversión y más ganancias para el Estado y para la sociedad noruega. Este sistema neutro se garantiza por medio de la aplicación de impuestos sobre las ganancias netas de la empresa únicamente, **permitiendo que las pérdidas puedan ser reportadas y pagadas posteriormente con intereses, reduciendo así los impuestos que se deberán pagar a la Corona** en el periodo del que se trate, si es que la empresa así lo elige, ya que si no han comenzado la producción comercial de su proyecto y aún se encuentran en la fase exploratoria reportando pérdidas económicas, también tendrán la opción de **solicitar el reembolso de los impuestos pagados por esta fase de exploración** (Norwegian Petroleum Directorate 15, 2019).

Adicionalmente, a través de su legislación *The Petroleum Taxation Act*, el gobierno noruego establece en su sección 3, inciso b, que los gastos surgidos a partir de la compra de tuberías e instalaciones de producción, podrán ser deducidos de los impuestos pagados a la Corona hasta a una tasa de 16.67%, a reserva de lo que el Ministerio disponga (Ministry of Finance: Government of Norway, 1975). Además el NPD establece que cualquier costo relevante como los asociados a la exploración, investigación y

desarrollo, financiamiento, operaciones y desmantelamiento **también podrán ser deducidos hasta un porcentaje que establecerá el gobierno noruego** según sea el caso (Norwegian Petroleum Directorate 15, 2019). Esto bien se puede catalogar como un incentivo que impulsa el uso de métodos de Recuperación Mejorada, dada su condición de costo relevante, sin embargo la legislación de este país no lo cataloga como tal, sino que, aunado a lo mencionado en los dos párrafos anteriores, se considera como **una reestructuración del proyecto, con la finalidad de favorecer a todas las partes que en él participan.**

4.4.2.1.4 Resultados por la aplicación de incentivos

Gracias a los constantes esfuerzos que ha realizado el gobierno noruego para fomentar las mejores prácticas de extracción de hidrocarburos, aunado con su marco legislativo y de recaudación de impuestos flexible, los proyectos petroleros de esta nación ostentan factores de recuperación bastante notables a nivel mundial, rondando en promedio el 47% según datos del *Norwegian Petroleum Directorate*, sin embargo en algunos de los casos este porcentaje sobrepasa este promedio, tal es el caso de los campos que se presentan en la Tabla 22; Ekofisk, Statfjord y Volve.

Tabla 22: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Noruega al año 2018.

Fuente: *Norwegian Petroleum Directorate, Equinor, Petro Wiki, Aadland, et. al., Statfjord Field: Field and Reservoir Management Perspectives, 1994.*

Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Noruega al año 2018				
Campo	Volumen original [MMbpce]	Producción acumulada [MMbpce]	Volumen remanente [MMbpce]	Factor de recuperación
Ekofisk	6,400	4,102	2,298	64.1%
Statfjord	6,441	4,355	2,085	67.6%
Volve	133	72	61	54.1%

El campo Ekofisk es uno de los ejemplos más recurrentes cuando se habla del impacto de los procesos de Recuperación Mejorada en los campos maduros. Éste fue descubierto en el año de 1969 y para 1972

ya tenía producción comercial. Está ubicado en la parte sur del Mar del Norte y posee un tirante de agua de entre 70 y 75 metros, con un intervalo productor de 300 metros aproximadamente, localizado a unos 3 kilómetros de profundidad, con 3.4 MMMbls de petróleo y 4.6 MMMbpce en volumen original de reservas. Actualmente cinco compañías petroleras poseen derechos de extracción de este campo petrolero; Total E&P Norge AS (39.896%), ConocoPhillips Skandinavia AS (35.112%), Vår Energi AS (12.388%), Equinor Energy AS (7.604%) y Petoro AS (5%), las últimas dos con inversión gubernamental.

Inicialmente, la recuperación de este campo se obtuvo mediante recuperación primaria con un factor de recuperación esperado de apenas 17%, iniciando producción en el año de 1972. Sin embargo, después de identificar las bondades de la inyección de agua como método de recuperación adicional, en 1987 se pone en marcha un proyecto de este tipo, extendiéndolo en años subsecuentes al aumentar el volumen de agua inyectada mediante la habilitación de más pozos productores (principalmente horizontales), inyectores, adquisición y reinterpretación de sísmica 4D multi-anual, e infraestructura competente. Hoy en día, gracias a la aplicación de estas metodologías sumadas con el aporte que la compactación del yacimiento provoca, el factor de recuperación sobrepasa el promedio de los campos de Noruega y del mundo.

La tendencia incremental de la producción a partir de la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada es notable y el caso de Ekofisk no es la excepción ya que en 1987, cuando la inyección de agua se inicia, se aprecia el punto de inflexión de la curva, cuyo crecimiento continúa a través de los años, derivado de las etapas subsecuentes del proceso, incluso el proyecto logra alcanzar un nuevo pico de producción en el año 2002, mismo que no se hubiera logrado sin el proceso de recuperación adicional que se llevó a cabo (ver Figura 27). En Ekofisk los resultados de la sísmica 4D se usaron para la perforación exitosa de pozos horizontales interespaciados en zonas que se habían re-saturado como resultado de la inyección de agua y de la compactación.

Hasta inicios de 2018 este campo ha recibido una inversión aproximada de 15,813 millones de dólares (ver Figura 28) y se espera que a partir de 2018 reciba 4,420 millones más.

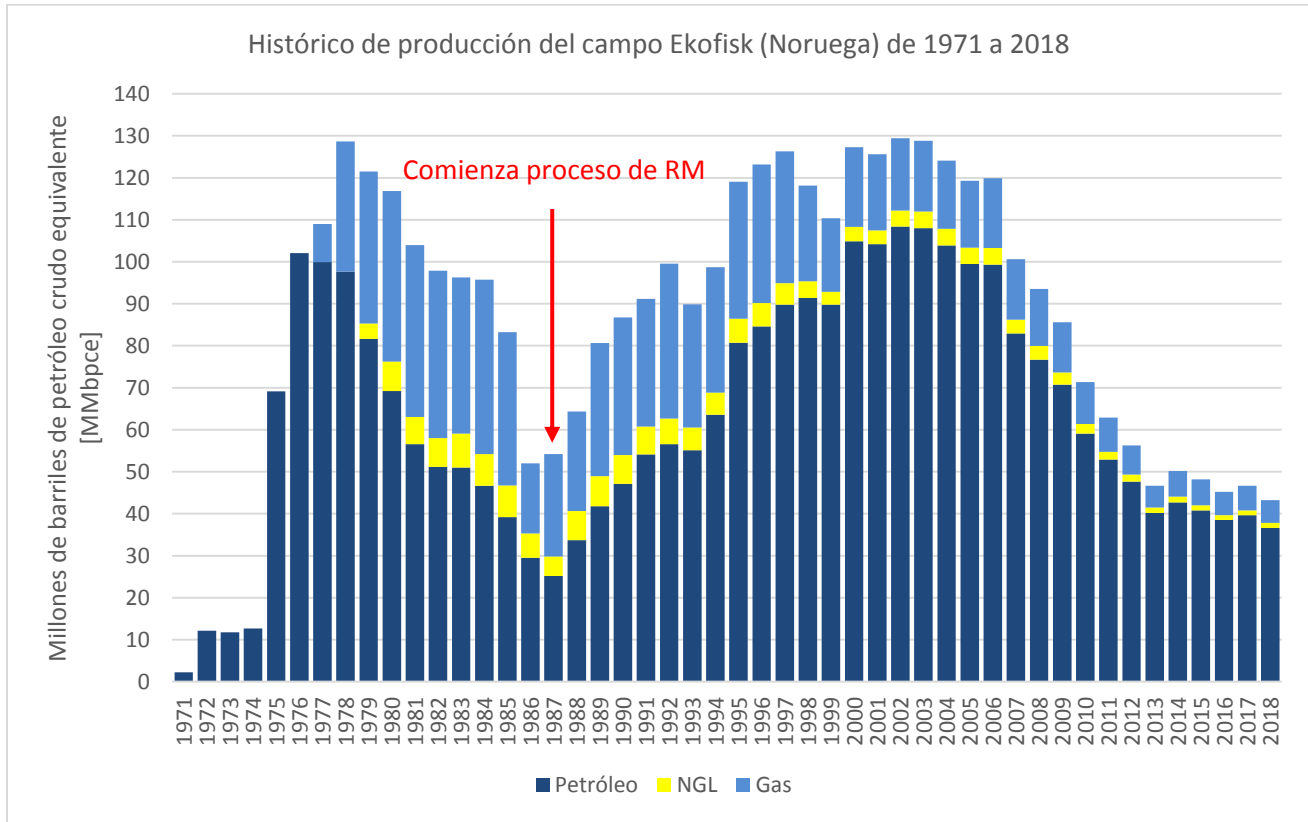


Figura 27: Histórico de producción del campo Ekofisk (Noruega) de 1971 a 2018.
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

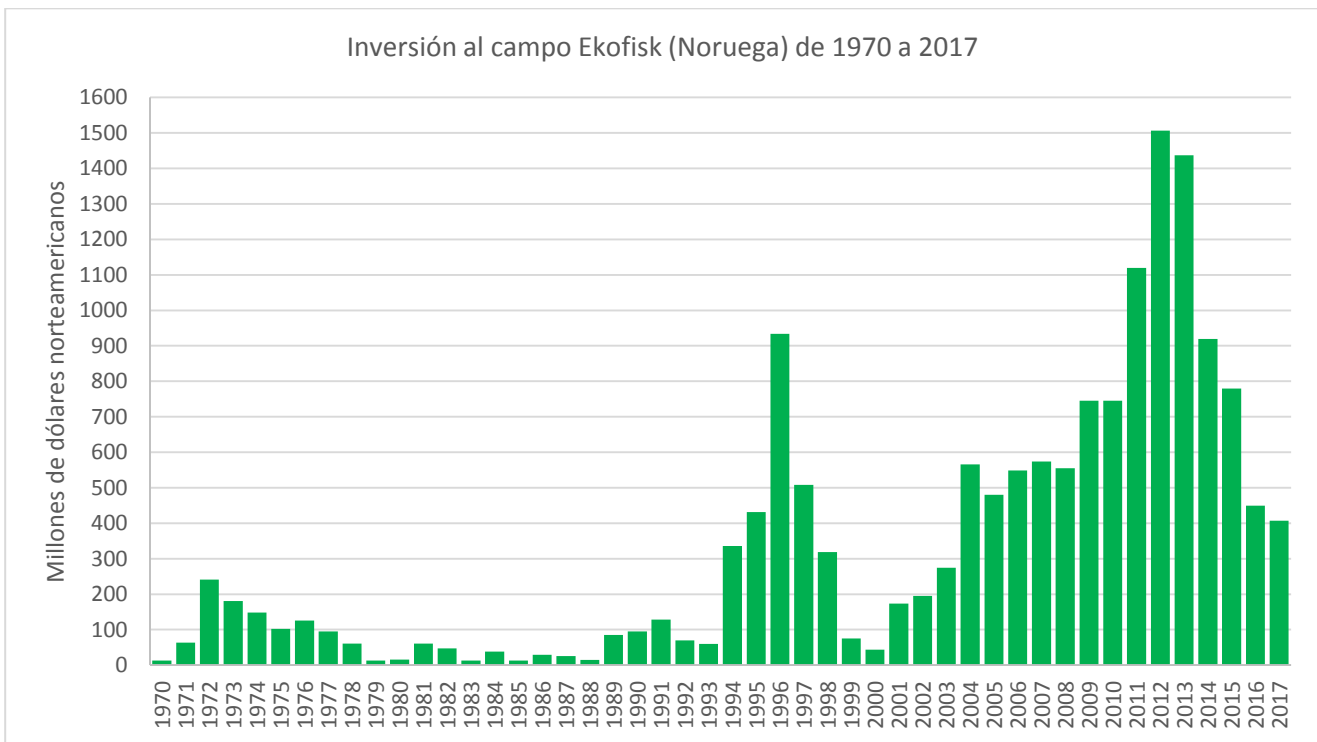


Figura 28: Inversión al campo Ekofisk (Noruega) de 1970 a 2017.
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Volve, por su parte, es un campo que se localiza en el centro del Mar del Norte, localizado a unos 200 kilómetros de la ciudad noruega de Stavanger. El intervalo de interés se encuentra a una profundidad de 2,700 metros, mide 400 metros de espesor y consiste en areniscas del Jurásico pertenecientes a la formación Huig. Se estima que poseía un volumen original de cerca de 133 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Este campo comenzó su producción en 2008 y fue cerrado en 2016 siendo poseedores de la licencia de extracción las compañías ExxonMobil y Bayerngas. Alcanzó un pico de producción de 56,000 barriles de petróleo por día, teniendo una producción acumulada final de aproximadamente de 63 millones de barriles de petróleo. El proyecto de recuperación se llevó a cabo con la utilización del método de inyección de agua para el mantenimiento de la presión y su factor de recuperación final alcanzó el 54%.

Según Equinor, “Volve es un ejemplo de cómo se agotan todas las posibilidades para extender lo más posible la vida de un campo”, un comentario muy acertado tomando en cuenta que en los inicios del plan de desarrollo se pronosticaban solamente de 3 a 5 años de operación y terminó teniendo una vida de casi 8 años y medio, a través de la aplicación de la inyección de agua para el mantenimiento de la presión del yacimiento y el incremento notable en el factor de recuperación.

Volve recibió una inversión estimada de 513 millones de dólares a lo largo de su periodo de explotación.

En aras de beneficiar a la industria petrolera internacional y a las investigaciones de universidades y centros de estudio, en 2018 Equinor y sus socios pusieron a disposición de los interesados una base de datos del campo, con un peso de varios Terabytes, incluyendo sísmica, reportes extensos, y el modelo de simulación en Eclipse, incluyendo todos los datos de presión, producción e inyección. Este modelo ha sido utilizado exitosamente por los alumnos de las cátedras de Recuperación Secundaria y Recuperación Mejorada del posgrado de la UNAM para la realización de proyectos comparativos de clase (Bashbush, 2019).

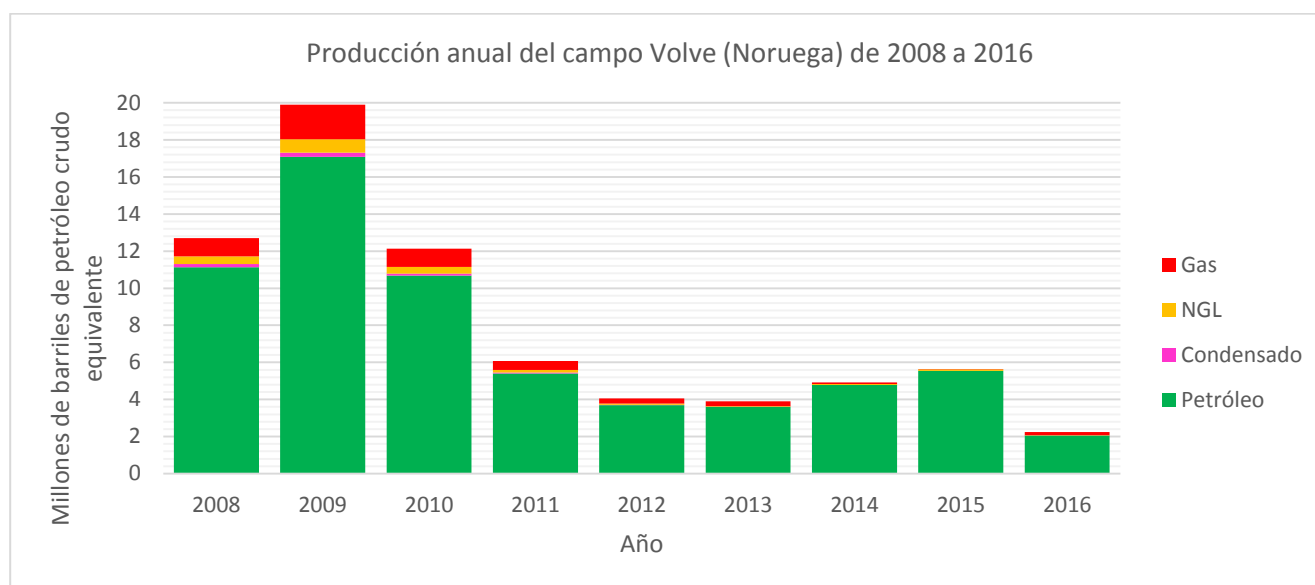


Figura 29: Producción anual del campo Volve (Noruega) de 2008 a 2016.

Fuente: Norwegian Petroleum Directorate

Más allá de estos campos (que bien podrían utilizarse como dignos representantes de toda la industria petrolera noruega), existen otros indicadores que muestran el impacto de los procesos de Recuperación Mejorada en esta nación. El fondo noruego llamado *Government Pension Fund Global (GPF)* es quizá uno de los que más ilustra el éxito de Noruega en cuanto a los ingresos generados por la extracción de sus recursos hidrocarburos. Todos los ingresos del Gobierno generados por este rubro son destinados al este fondo que en sus inicios fue llamado *Government Petroleum Fund*. Éste fue constituido en el año de 1990 para la administración a largo plazo de los recursos económicos derivados de la industria petrolera de Noruega, bajo el principio de asegurar el bienestar de la sociedad en las futuras generaciones, previendo el final de la era de los hidrocarburos en algunas décadas más. El GPF recibió su primer ingreso en 1996 y actualmente se posiciona como uno de los fondos más valiosos del mundo. Tan solo a finales de 2018 su valor fue de aproximadamente 904 miles de millones de dólares (esto es 164 mil dólares por habitante registrado en el Reino de Noruega, o bien, dos veces y medio el producto interno bruto de este país en 2019) (ver Figura 30), de los cuales 369 miles de millones de dólares fueron aportados por la industria del petróleo y el gas, casi la mitad de su valor total actual, tomando en cuenta los intereses y apreciaciones obtenidas.

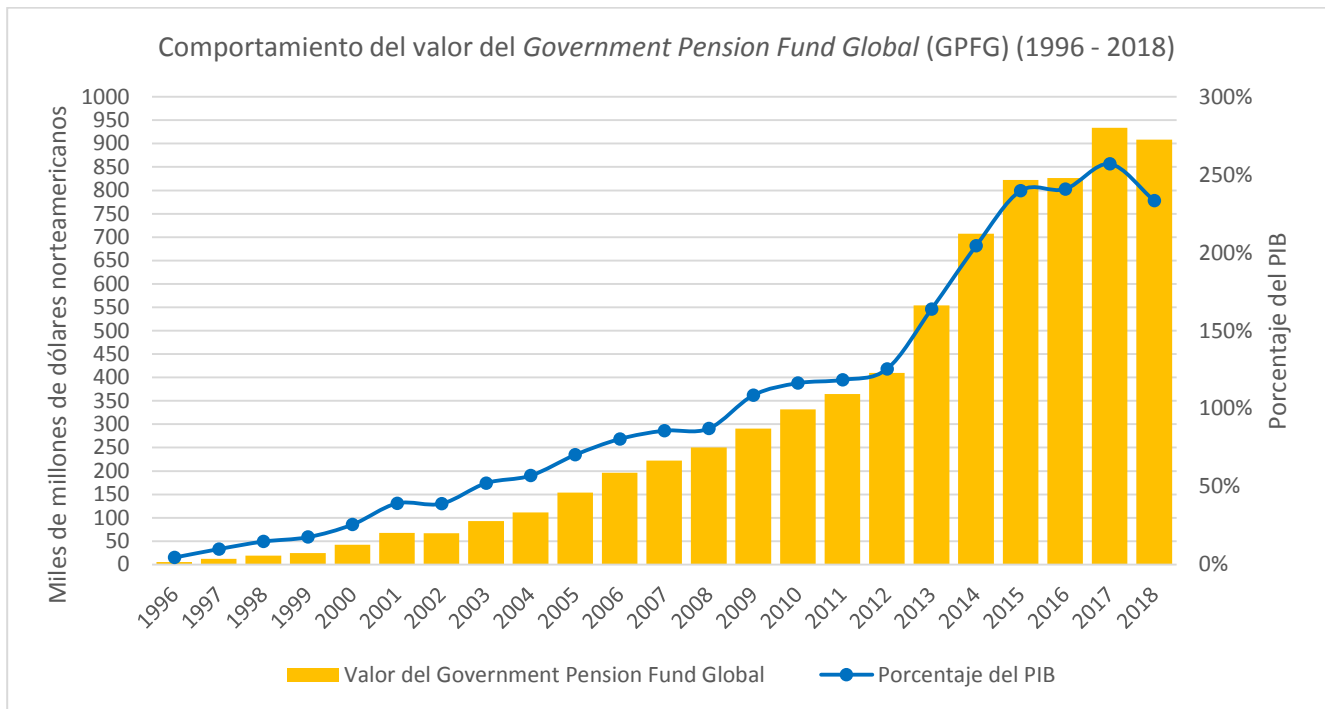


Figura 30: Comportamiento del valor del *Government Pension Fund Global* (GPF) (1996 - 2018).
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Después de revisar el caso del GPF, se corrobora que la industria petrolera tiene un papel clave en la economía de esta nación dado que en tan solo 50 años representa un porcentaje muy importante de todos los ingresos que recibe ésta (ver Figura 31). El éxito de su industria se puede atribuir a la buena planeación de la extracción de sus recursos, y por consiguiente, al otorgamiento de incentivos a las empresas petroleras para la realización de proyectos de recuperación adicional, entre muchas acciones más, obteniendo mayores ganancias de éstos; es decir, el beneficio que genera el estímulo a las empresas en este rubro puede verse reflejado en las ganancias de Noruega de manera directa, pues promueve un mayor aporte de contraprestaciones al Estado en forma de regalías, impuestos y otros conceptos estipulados en las licencias de extracción de hidrocarburos al ofrecer escenarios económicos más atractivos para las ellas (ver Figura 32 y Figura 33).

Cabe destacar que una de las contraprestaciones que más aportan ingresos al Estado Noruega, y por consiguiente al GPF, son los impuestos, especialmente los estipulados específicamente para las empresas petroleras. Estos son más significativos incluso que las regalías pagadas por los derechos de extracción (ver Figura 33). Tan solo en 2018 el Gobierno recaudó, derivado de actividades petroleras,

4,759 millones de dólares por impuestos generales y 8,301 millones de dólares por impuestos específicos para las empresas dedicadas a la industria del petróleo y el gas.

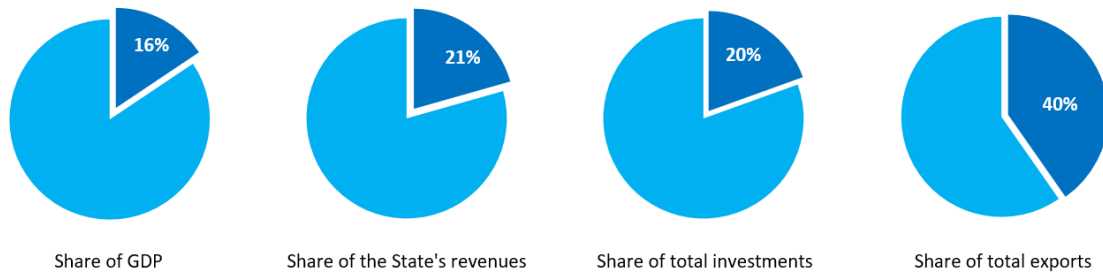


Figura 31: Porcentaje de aporte económico de la industria petrolera a los ingresos anuales de Noruega (2019).
 En orden; Producto Interno Bruto (PIB), ingresos del Estado Noruego, inversiones totales y ganancias por exportaciones totales.
 Fuente: Norwegian Petroleum Directorate, National Accounts; National Budget 2019.

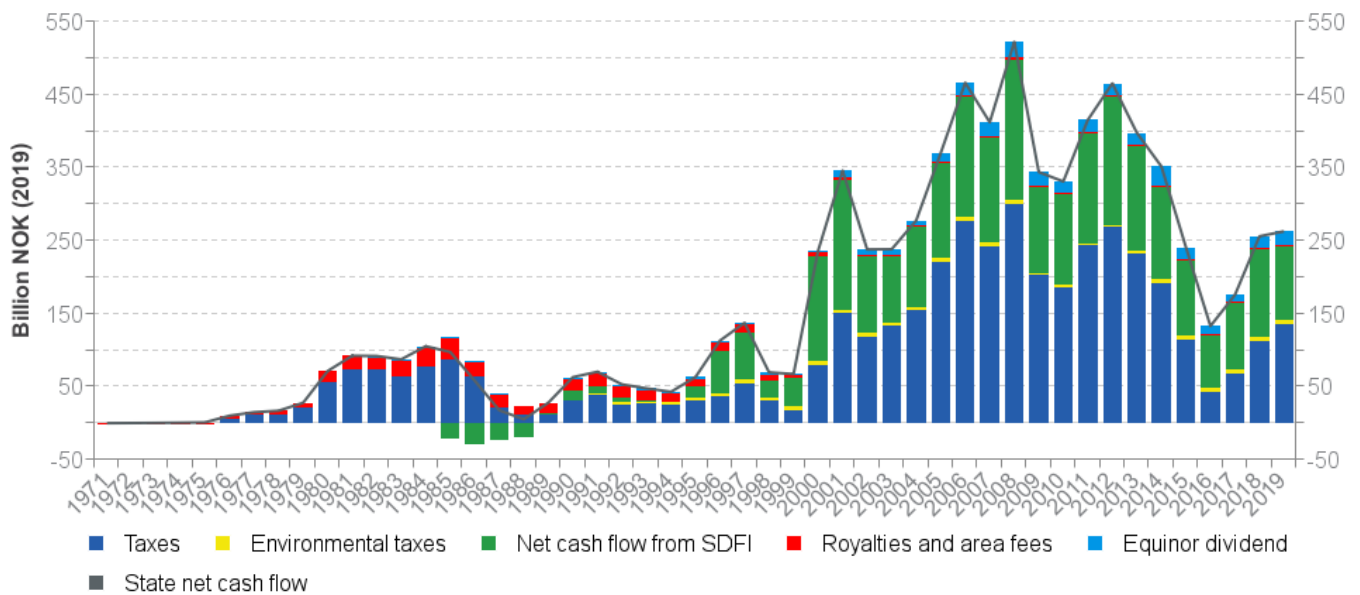


Figura 32: Flujo de caja neto de Noruega de 1971 a 2019.
 En orden; Impuestos (azul oscuro), impuestos ambientales (amarillo), flujo de caja del State's Direct Financial Interest (SDFI) (verde), regalías y renta de áreas (rojo), dividendo de Equinor (azul claro) y flujo de caja neto (línea gris oscuro).
 1 dólar estadounidense (USD) = 9.13 coronas noruegas (NOK) (octubre 2019).
 Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

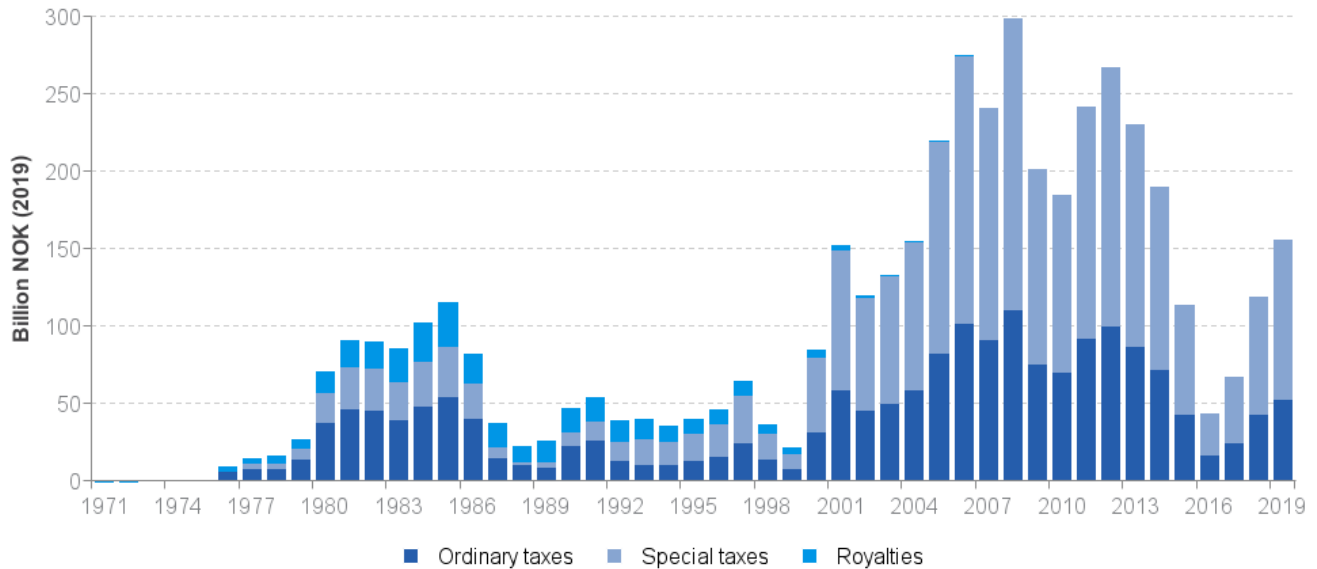


Figura 33: Impuestos recibidos por el Estado Noruega por actividades petroleras (1971 - 2019).
 En orden; Impuestos ordinarios (azul oscuro), impuestos especiales (azul claro) y regalías (azul cielo).
 Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Por otra parte, la perforación de pozos no se ha detenido, síntoma de una industria en movimiento. En el caso de los pozos exploratorios, su perforación ha sido estable con un promedio anual de prácticamente 50 pozos desde 2007 y hasta 2018 (ver Figura 34). Lo anterior habla de que los proyectos petroleros que se ofertan en las licitaciones de Noruega son atractivos y potencialmente rentables. Esto también indica el constante trabajo de investigación y documentación de datos relativos a los yacimientos y a los campos, que sirven como base para la planeación de proyectos robustos y sólidos, incluyendo la adquisición extensa de datos aún de pozos “secos” o “no rentables” en el momento de su perforación que posteriormente han aportado conocimientos para un mejor entendimiento de las cuencas o que años después, mediante re-interpretaciones, re-ingeniería y apalancamiento de infraestructura ociosa disponible, se han convertido con incentivos estratégicos, en acumulaciones productivas que contribuyen a la economía noruega, el erario, y al GPF.

En el caso de los procesos de extracción también existe este movimiento, ya que las inversiones a este sector no dejan de crecer; en 2018 se realizó una inversión de 13,749 millones de dólares y se estima que en 2019 aumente a 15,400 millones de dólares al finalizar el año, excluyendo las correspondientes a actividades de exploración. Estas cantidades equivalen a cerca de una quinta parte de toda la

inversión realizada a Noruega en estos años, lo que convierte a esta industria en la que más recibe, incluso para los proyectos más pequeños. Toda esta inversión ha hecho que el desarrollo de campos sea constante. En 2018 el campo Aasta Hansteen comenzó a producir y se espera que para finales de 2019 catorce más estén en desarrollo.

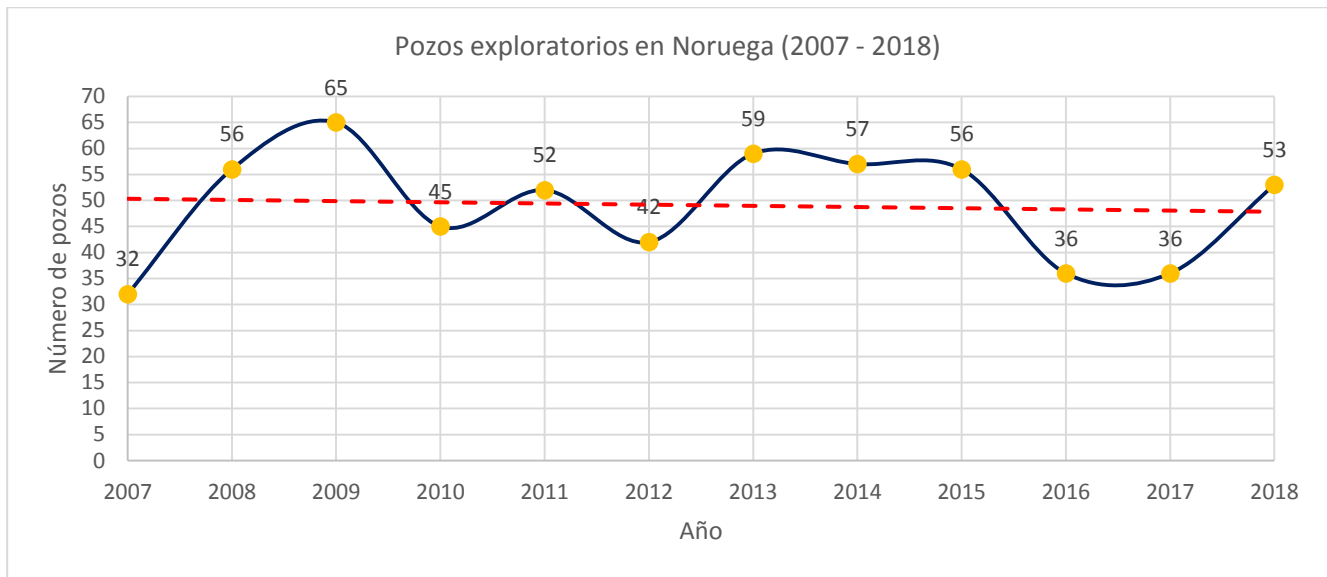


Figura 34: Número de pozos exploratorios perforados en Noruega de 2007 a 2018.
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

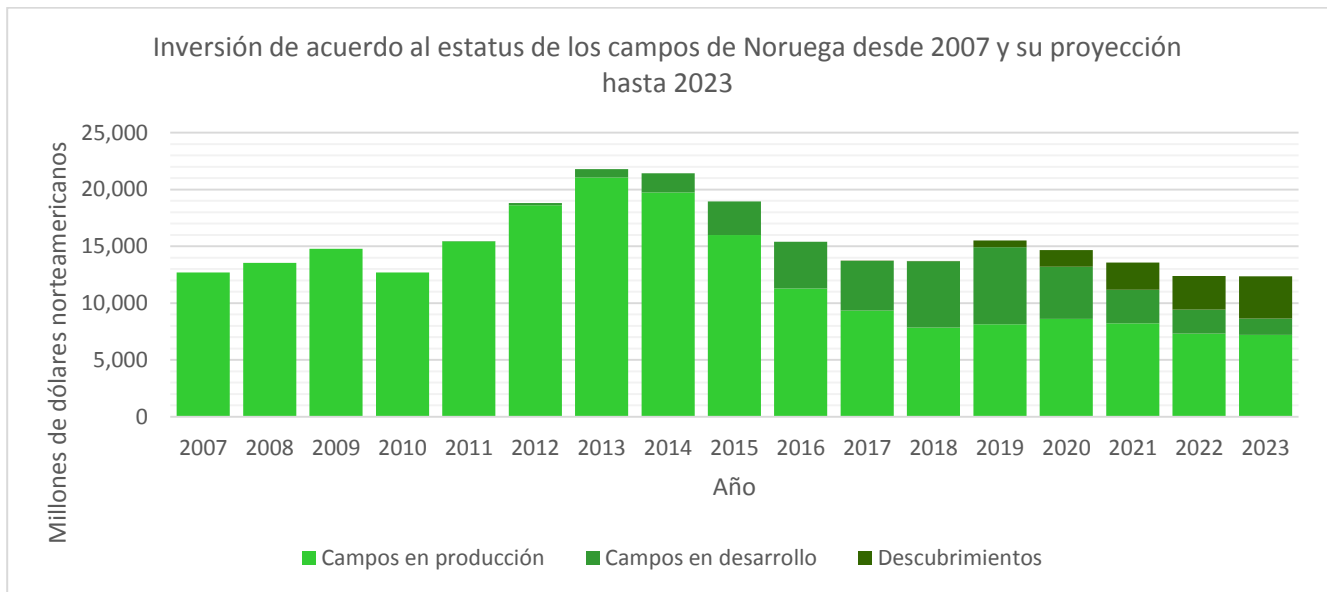


Figura 35: Inversión de acuerdo al estatus de los campos de Noruega desde 2007 y su proyección hasta 2023.
Fuente: Norwegian Petroleum Directorate.

Hasta finales de 2018, Noruega había otorgado 567 licencias de producción, 320 de ellas localizadas en el Mar del Norte, 172 en el Mar de Noruega y 75 en el Mar de Barents. Además 39 empresas diferentes dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos realizan trabajos en esta nación, 25 de ellas como operadores y 14 más como socios. Equinor Energy AS y Petoro AS encabezan la lista como poseedores del mayor número de licencias; 306 y 206 respectivamente. Ambas empresas tienen inversión estatal. Los datos anteriores apoyan lo atractivo que se ha vuelto el sector petrolero noruego, logrando posicionarse como un referente mundial, un estatus que no hubiera podido ser alcanzable sin los ajustes pertinentes en la regulación de este ramo.

Noruega sigue fomentando el desarrollo de tecnología disponible para las empresas petroleras que operan en su territorio por medio de la creación de programas de investigación gestionados por su organismo *The Research Council of Norway* (<https://www.forskingsradet.no/en/>). Algunos de estos programas se llevan a cabo de manera conjunta con universidades de este país. Destacan los programas de investigación Petromaks 2,⁴¹ Demo 2000⁴² y Petrosenter.⁴³

⁴¹<https://www.forskingsradet.no/en/about-the-research-council/programmes/petromaks2----stort-program-for-petroleumsforskning/>

⁴²<https://www.forskingsradet.no/en/about-the-research-council/programmes/demo-2000----demonstrasjon-av-ny-teknologi/>

⁴³<https://www.forskingsradet.no/om-forskingsradet/programmer/petrosenter/>

4.4.3 Brasil

4.4.3.1 Industria petrolera



Figura 36: Mapa de Brasil.
Fuente: Google Maps.

Brasil está ubicado en la parte sur del continente americano con costas en el océano atlántico. Es, junto con Venezuela, de las naciones más importantes en la industria de los hidrocarburos en América del Sur.

Reportó, hasta octubre de 2019, una producción promedio diaria de 2.82 MMbpd de petróleo, lo que lo convierte en el primer productor de América del Sur. Además posee, aproximadamente, 13.4 MMMbls en reservas probadas de petróleo, colocándolo en el segundo lugar de la misma sección geográfica, solo por debajo 'oficialmente' de Venezuela (BP, 2019, pág. 16) y probablemente, superándola prácticamente.

En cuanto a gas, Brasil posee 13.4 MMMMpc de reservas probadas, con una producción promedio diaria de 4.2 MMMpc hasta octubre de 2019, colocándolo en el segundo y cuarto lugar de Sudamérica, respectivamente. Su producción en petróleo crudo equivalente es de 3.58 MMbpc diarios a la misma fecha.

Según la *Energy Information Administration* (EIA) Brasil es el noveno mayor productor de hidrocarburos en el mundo y, aún a pesar de ello, según estimaciones de su regulador energético *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP) este país alcanzará una producción de 5 MMbpd para 2027. Brasil posee una relación reservas – producción (r/p) de petróleo de 12.8 años, mientras que para gas ésta es de 13.8 años (The Oil & Gas year, 2019).

La industria petrolera de Brasil está centrada en proyectos marinos, es decir, costa afuera, dado que el 94% de sus reservas se encuentran en esta condición. Adicionalmente, en sus aguas existen un tipo de

yacimiento particular que se ha vuelto característico de este país; los depósitos pre-salinos, cuya naturaleza es tal que estos yacimientos se encuentran debajo de una enorme capa de sal que puede llegar a medir 2,000 metros de espesor. En los casos en los que el yacimiento se encuentra por encima de esta capa, éstos son denominados post-salinos. En ambos casos el tirante de agua tiene una profundidad de entre 600 y 2,000 m.



Figura 37: Polígono pre-sal de Brasil.

Fuente: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Los yacimientos pre-salinos se han identificado como proyectos con alto potencial de extracción dados sus grandes volúmenes de hidrocarburos y altos caudales de producción, sin embargo éstos también representan grandes retos técnicos que siguen resolviéndose a través del desarrollo de nueva

tecnología. Es así que este tipo de proyectos, los más importantes y prometedores de Brasil⁴⁴ (ver Figura 38), requieren amplias inversiones y planeaciones minuciosas para lograr la extracción de sus recursos de la mejor manera.

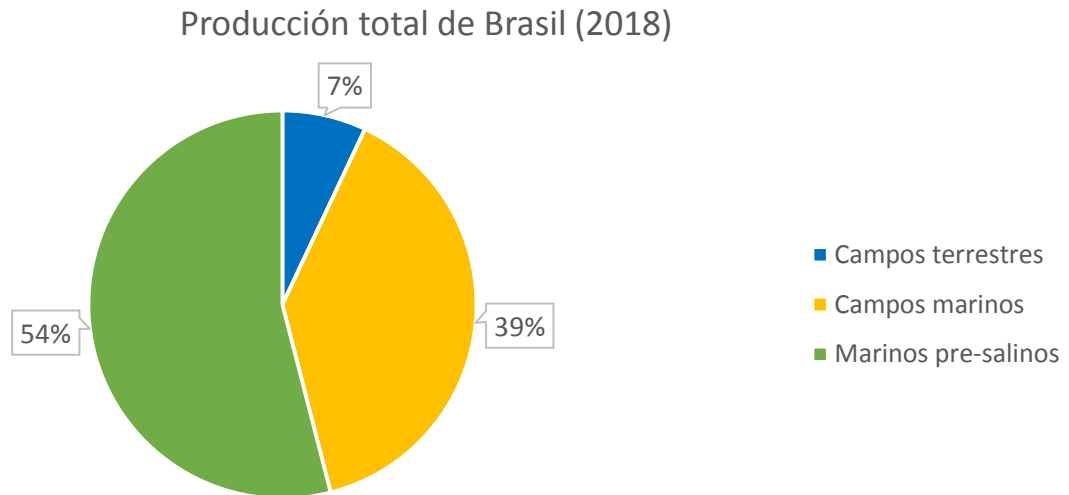


Figura 38: Producción total de Brasil por categoría.
Fuente: Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

Al tener un territorio amplio (mayor aún que el de los 48 estados contiguos de los EUA), Brasil posee más de 7,000 kilómetros de ductos para el transporte de sus hidrocarburos, todos estos gestionados por Transpetro, una empresa subsidiaria de Petrobras, la empresa petrolera estatal de este país, cuyo capital es abierto, es decir que además de la inversión del Estado,⁴⁵ también tiene capital privado. En cuanto a capacidad de refinación en 2018; 1,733 miles de barriles son los que Brasil pudo procesar diariamente, siendo el primer lugar en este rubro de todo América del Sur, muy alejado del segundo lugar que es Argentina con solo 470 mil barriles diarios.

⁴⁴ Los campos pre-salinos aportan cerca del 54% de la producción total de Brasil.

⁴⁵ En 2010 entró en vigor la Ley N° 12.276 que autorizó la cesión de un área petrolera que contenía cerca 5 MMMbbls de petróleo a cambio del incremento de las acciones del Estado de Petrobras.

4.4.3.2 Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos

En esta nación los organismos rectores en cuanto al ramo energético son el Ministerio de Minas y Energía, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)⁴⁶ y la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), siendo éste último el organismo regulador del sector hidrocarburos que además administra también los contratos para la realización de actividades de exploración y extracción de petróleo y gas otorgados por el gobierno de Brasil.

Antes del año 1997, Petrobras, la compañía petrolera estatal de Brasil, constituía un monopolio en la exploración y extracción de hidrocarburos. En ese año, mediante la Ley N° 9.478, este monopolio termina, permitiendo a otras compañías petroleras la participación en estas actividades. En ese momento se otorgó a Petrobras, en forma de concesiones, todas las áreas en donde para ese momento tenía producción, y para el caso de las áreas en donde estuviera realizando actividades de exploración, se le otorgó un periodo de tres años para continuarlas, asegurándole los derechos de tales áreas si resultaban en descubrimientos comerciales. A esta entrega de áreas a Petrobras se le conoce como Ronda Cero, de manera análoga a como recientemente lo hizo México con Pemex.

Hasta antes del descubrimiento de los depósitos pre-salinos en Brasil, en el año de 2007, todas las áreas petroleras eran otorgadas a las empresas en un modelo de concesión, bajo el amparo de la Ley N° 9.478 de 1997, conocida como Ley del Petróleo. Estos modelos se siguen utilizando en la actualidad, sin embargo ya no son la única modalidad de contrato. A partir del año 2010 surge la modalidad de producción compartida por medio de la Ley N° 12.351, convirtiendo al régimen de contratos en un régimen mixto (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 5, 2017). Actualmente aproximadamente el 98% del área total de las cuencas brasileñas están bajo el modelo de concesión.

La ANP, basándose en los lineamientos dispuestos por el CNPE, para el caso del que se trate, elegirá las áreas geográficas del territorio que cumplan con las características dispuestas, mediante la realización de los estudios que considere pertinentes, posteriormente las ofertará en rondas de licitación públicas, abiertas a cualquier empresa nacional o extranjera. Los contratos respectivos a las áreas ofertadas

⁴⁶ Este consejo es presidido por el Ministro de Minas y Energía y está formado por representantes de diferentes instituciones relacionados con el ramo energético. Su función es asesorar al presidente de Brasil para la formulación de políticas y lineamientos relacionados con este sector (Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural y Biocombustíveis 1, 2017).

serán expuestos de manera pública para su consulta y audiencia, así como el cronograma de actividades relacionadas con dicho acto, desde meses antes a la realización de las licitaciones.

Las Rondas de licitación se realizan en sesiones de carácter público que duran un día generalmente y que son abiertas al público y a la prensa. Las empresas que participarán en la ronda, previamente registradas, deben depositar su oferta en una urna transparente, ésta debe ir dentro de un sobre cerrado y estar compuesta de sus propuestas, de un bono a la firma y un programa exploratorio mínimo (PEM) en el caso de un contrato de concesión, o, la porción en porcentaje del 'excedente de petróleo'⁴⁷ ofrecido al gobierno en el caso de un contrato de producción compartida. La oferta que resulte más atractiva para el Estado es la aceptada y la empresa que la ofreció es quien gana el derecho del área. En términos generales, el proceso de adjudicación de contratos petroleros de Brasil es muy similar al adoptado en México.

Cada contrato de concesión con el fin de extraer los recursos hidrocarburíferos de Brasil se firma entre las empresas o consorcios con la ANP, fungiendo esta última como la representante del Estado Brasileño, de manera análoga a lo que ocurre con la CNH en México. En contraste, para el caso de los contratos de producción compartida, las empresas firman el contrato con el Ministerio de Minas y Energía, quien en este caso es el representante del Estado.

En Brasil, un contrato de concesión consiste en otorgar al contratista los derechos de extracción de un área determinada, éste asume la totalidad de los riesgos y los gastos, de cualquier tipo, que se generen por el proyecto, además de que la producción obtenida del área es propiedad del titular o titulares del contrato. En un acto jurídico de esta índole, las empresas titulares de las áreas deben pagar al Estado diferentes contraprestaciones entre las que destacan un bono a la firma, un pago por la retención del área y un impuesto especial para los campos más grandes. Estos contratos se otorgan generalmente a campos que no son pre-salinos.

El procedimiento en un contrato de producción compartida es un más complejo. En esta modalidad de contrato el proyecto genera los recursos para el sostén de sí mismo a partir de la comercialización de una parte del volumen de hidrocarburos extraído. Entre los gastos que deberán ser cubiertos se

⁴⁷ En Brasil, en un contrato de producción compartida, es el volumen remanente de hidrocarburos producidos que resulta de restar el correspondiente al que se venderá para pagar los costos operativos del proyecto, incluidas las regalías, y que será repartido, de acuerdo al porcentaje dispuesto en la licitación, entre la empresa con los derechos del área y el Estado (ver Figura 39).

incluyen los costos operativos y las regalías, entre otros, y el remanente del volumen extraído es repartido según los porcentajes estipulados, entre el Estado y las empresas. A este remanente se le conoce como 'excedente de petróleo' (ver Figura 39).

Los contratos de producción compartida en Brasil son dispuestos para áreas con depósitos pre-salinos o para áreas estratégicas dispuestas por el CNPE y la ANP. El CNPE decidirá si los proyectos son adjudicados directamente a Petrobras,⁴⁸ o si se ofertarán abriéndola a las demás empresas. En el caso en el que se decida abrir la oferta públicamente se le ofrece prioritariamente a Petrobras la posibilidad de participar en los contratos para estas áreas. En caso de que éste acceda, tendrá que determinar en qué áreas y qué porcentaje de participación tendrá, la cual no podrá ser menor al 30% (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 5, 2017). Acto seguido de que Petrobras confirme su interés en participar en un consorcio para un área determinada se realizará la licitación para encontrar a la empresa que fungirá como su compañera. Si la empresa ganadora ofrece el mínimo porcentaje de excedente de petróleo estipulado para el caso del que se trate, el consorcio se constituirá de manera directa, sin embargo, si la empresa ganadora ofrece un porcentaje por encima del mínimo, Petrobras tendrá treinta minutos para decidir si sigue interesado en participar o no. En este tipo de contratos existirá un nuevo organismo gubernamental vinculado al Ministerio de Minas y Energía (MME) creado en 2013, denominado Pré-sal Petróleo, cuya función es representar al Estado brasileño en el contrato con las empresas, así como gestionar los contratos y la comercialización de los hidrocarburos, entre otras.

Todas las especificaciones y pormenores de los contratos de producción compartida y de las rondas de licitación deberán ser indicados por el Ministerio de Minas y Energía y por el CNPE y deben ser vigilados por la ANP durante su duración.

El primer contrato de producción compartida para depósitos pre-salinos fue otorgado en 2013 al consorcio integrado por Petrobras, Shell, Total, CNPC y CNOOC, para el campo Libra. El porcentaje otorgado al Estado fue del 41.65% (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 5, 2017).

⁴⁸ Según la ANP, estos mecanismos de adjudicación directa se llevan a cabo con el objetivo de "preservar el interés nacional y cumplir con otros objetivos de política energética" (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 5, 2017).

Todas las áreas que no fueron adjudicadas en las rondas llevadas a cabo, aquellas que han sido devueltas después de haber sido previamente adjudicadas, así como los campos maduros de Brasil que ya no posean operador, se integran a un grupo de áreas denominado ‘oferta permanente’ en donde permanecerán hasta que alguna nueva empresa manifieste su interés y se lleve a cabo una nueva licitación para su posible adjudicación.

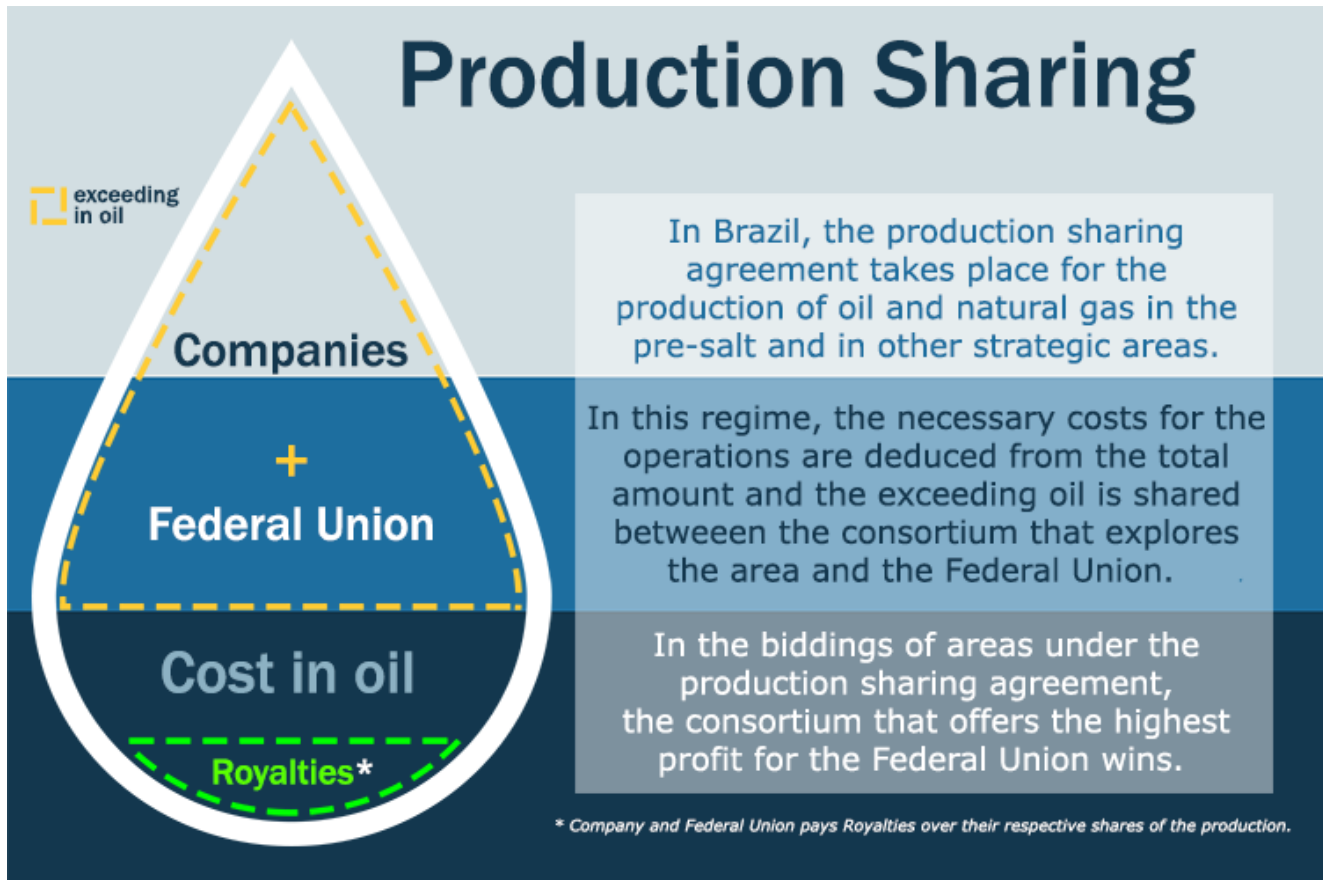


Figura 39: Contratos de producción compartida en Brasil.
Fuente: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

4.4.3.3 Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada

Brasil se ha esmerado en procurar a su industria petrolera debido a que es un sector estratégico para este país ya que su población es la mayor de Sudamérica. Es por lo anterior que realiza una inversión constante en este ramo, favoreciendo el desarrollo tecnológico, la exploración para la obtención de

mayor y mejor información, la mejor administración de sus proyectos y el mejoramiento de la cadena de valor de los hidrocarburos.

A pesar de poseer 29 cuencas sedimentarias con potencial petrolero, Brasil solo ha otorgado contratos de extracción a un pequeño porcentaje y aún a pesar de eso, su sector petrolero ha sido uno de los más prometedores en las últimas dos décadas. Tomando en cuenta que, según la propia ANP; **“los contratos firmados con empresas tienen un efecto multiplicador en la economía del país pues mantienen el flujo de inversiones, atraen compañías petroleras y fomentan la consolidación de una industria nacional de bienes y servicios en el mercado”**, podemos identificar el gran potencial petrolero que posee esta nación en las áreas que aún no han sido adjudicadas, que desarrolladas de manera óptima, con marcos regulatorios razonables que favorezcan la puesta en marcha de los procedimientos más convenientes de extracción, significarán un triunfo técnico y económico para Brasil que podría posicionarlo como un referente mundial en el sector.

Además, como la mayoría de los países petroleros del mundo, Brasil encuentra en sus campos maduros un potencial importante para su sector y su economía. Estas áreas forman parte del grupo de campos de su oferta permanente si ya no hay una empresa operadora que realice actividades en ella. La ANP expresa que “estas áreas están destinadas a brindar oportunidades y aumentar la participación de pequeñas y medianas empresas en la exploración o rehabilitación y producción de petróleo y gas natural en cuencas densamente explotadas, permitiendo la continuidad de estas actividades en las regiones donde juegan un importante papel socioeconómico” un pensamiento muy acorde a lo que se dice también en otros países y que ha desatado una tendencia en la que estos campos se revitalizan en manos de operadoras pequeñas que pueden prestarles toda su atención. Varios ejemplos de esto se encuentran en los campos maduros del Mar del Norte como ya ha sido relatado previamente.

Hasta octubre de 2019, Brasil poseía 14 áreas de campos maduros, ubicadas en 4 cuencas sedimentarias en su oferta permanente. Todas estas áreas están disponibles para la realización de una nueva licitación en caso de que alguna compañía petrolera muestre interés en ellas.

Todos los factores anteriores han favorecido que desde el año de 2017 Brasil, a través de la ANP, se encuentre en un proceso de mejora constante de su regulación petrolera con el fin de hacer más atractivas sus rondas de licitación, atrayendo así nuevas inversiones y con ello lograr la revitalización de proyectos que hasta antes de esto no eran tomados en cuenta.

Entre muchas de las mejoras que han sido aplicadas a sus contratos a partir de su ronda de licitación número 14, el gobierno brasileño ha establecido incentivos para promover el mejor funcionamiento de los proyectos, por ejemplo, para el caso de los campos maduros, **el cambio del monto de las regalías que se deberán pagar al Estado en proyectos de este tipo que implican mayores riesgo técnicos; la utilización de los volúmenes remanentes de reservas como garantías para solicitar financiamiento, el fomento al desarrollo de tecnología para la extracción, y la extensión de los plazos de duración del contrato en la fase de extracción, además del otorgamiento de incentivos para alentar la participación de pequeñas y medianas empresas.**

Por otra parte, mediante la resolución No. 17 de su ley, el gobierno permite una **reducción del porcentaje pagadero de las regalías de hasta el 5%⁴⁹ aplicado en la producción incremental de algún proyecto que haya implementado un nuevo plan de inversión con el fin de extender la vida productiva del yacimiento, maximizando el factor de recuperación de los campos en cuestión.** Esto siempre y cuando se compruebe que tal mecanismo favorecerá al Estado Brasileño. A pesar que actualmente no existe una resolución oficial para regular el punto anterior, se está trabajando en ello (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 3, 2017). Este último incentivo es sumamente importante ya que promueve la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada y optimización de procesos, no solo en los campos maduros, sino en cualquier campo en donde aplique.

4.4.3.4 Resultados de la aplicación de incentivos

“Con la producción de petróleo y gas natural, las arcas públicas recaudan fondos como participaciones gubernamentales derivadas de los contratos de concesión resultantes de las licitaciones (bonos a la firma, regalías e impuestos especiales). Parte de estos recursos alimenta

⁴⁹ Aunque aparentemente una disminución del 5% es baja, no lo es, ya que esta disminución se aplica directamente a la tasa de regalías del campo en cuestión que generalmente se encuentra entre el 5% y el 10% (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 9, 2016). Imaginando un caso en el que la tasa fuera del 10%, y aplicando la máxima disminución al 5%, el monto pagadero disminuiría hasta la mitad. Las regalías son pagadas mensualmente a la Secretaría del Tesoro Nacional (STN) de Brasil.

la formación de recursos humanos y el desarrollo de investigaciones que permiten nuevos saltos exploratorios para la industria.”

(Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2, s.f.)

En primera instancia se puede recurrir al histórico de producción nacional de Brasil para observar el comportamiento y el cambio de la industria petrolera de ese país. En la Figura 40 se puede notar la tendencia incremental de ésta, no solo para petróleo, sino también para gas, aunque en menor medida. Hay que recordar que al inicio de los años 2000 comenzaba el descubrimiento de los campos pre-salinos, y a partir de ese momento también su desarrollo, cuyo impacto queda retratado en dicho gráfico, es decir, este aumento en la producción es en gran medida debido al aporte de estas áreas. El desarrollo de los proyectos pre-salinos se ha identificado por poseer una extensa y minuciosa planeación que incluye la aplicación de las tecnologías que promuevan un mayor factor de recuperación, y tomando en cuenta que los procesos de Recuperación Mejorada forman parte de esta tecnología, este incremento en la producción es también debido a estos procesos y a las facilidades, a manera de incentivos para la empresas petroleras, para su puesta en marcha.

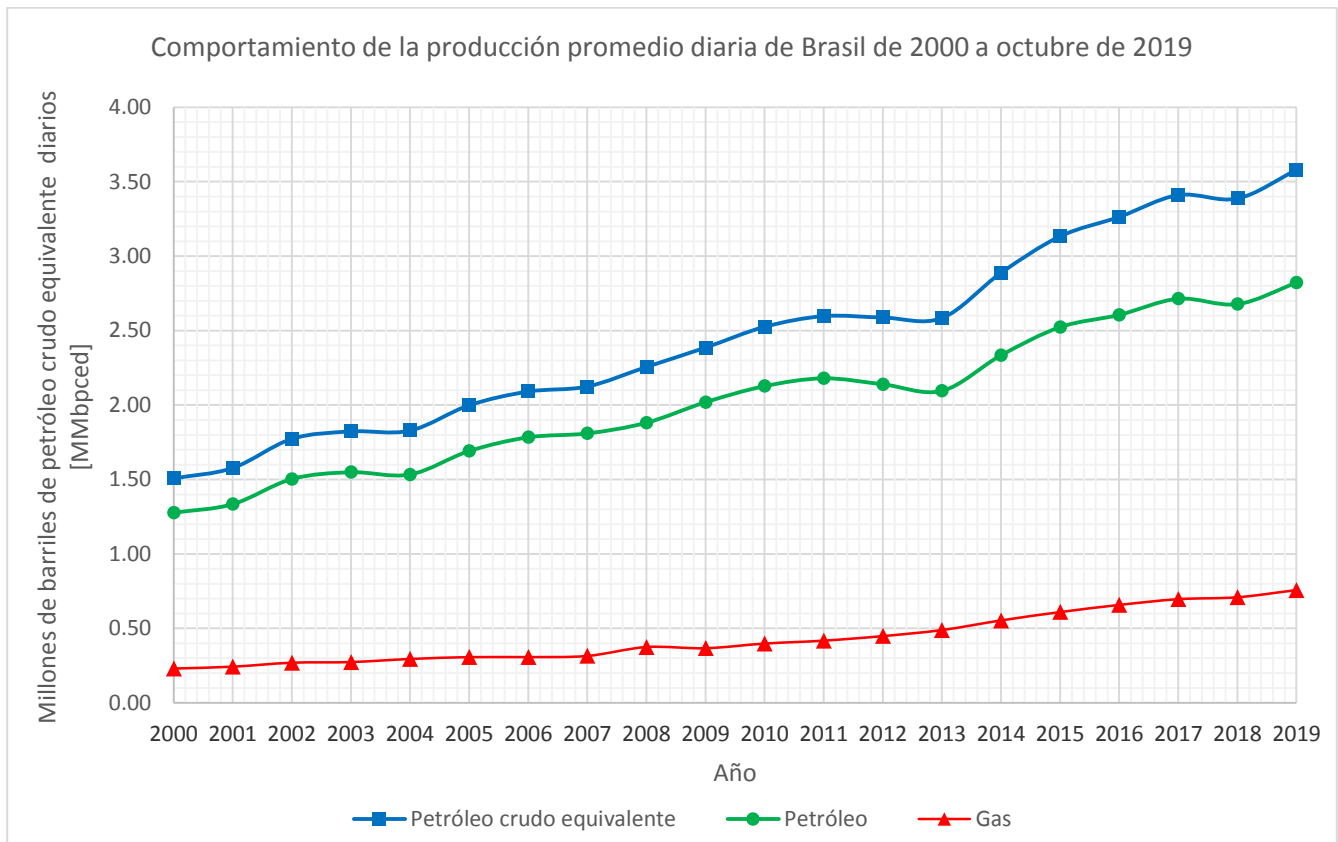


Figura 40: Comportamiento de la producción promedio diaria de Brasil de 2000 a octubre de 2019.
Fuente: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Derivado de sus descubrimientos pre-salinos en las últimas dos décadas, Brasil ha puesto especial atención en sus recursos hidrocarburos y, preocupado por maximizar los beneficios que de ellos podrían emanar, se ha dedicado a formular las bases que guíen el correcto accionar de su industria. El campo Lula es un muy buen ejemplo de este efecto que parece estar encontrando un buen cause.

Descubierto en 2006, Lula, nombrado Tupí inicialmente, está localizado en la cuenca Santos a unos 230 km de la costa de Brasil. Posee un área cercana a los 1,600 km² con un tirante de agua promedio de 2,100 m (lo que lo convierte en un yacimiento de aguas ultraprofundas, siendo el quinto más grande del mundo) y una profundidad de 3,000 m dentro de la cual se encuentra una gruesa capa de sal de aproximadamente 2,000 m. Actualmente los derechos de extracción de este campo pertenecen a Petrobras (65%), Shell Brasil Petróleo (25%) y Petrogal Brasil, empresa subsidiaria de Galp (10%).

Es un yacimiento compuesto de calizas cuya permeabilidad es baja debido a la poca comunicación entre bloques. Se estima que posee cerca de 8.3 MMMbpcce y contiene petróleo de 28 °API. Para 2018 fue el

yacimiento de aguas profundas con más producción de petróleo del mundo, aportando cerca de 0.8 MMbpd, y se espera que para 2020 supere 1 MMbpd, alcanzando su pico de producción para 2021.

Este rendimiento de producción se atribuye a una planeación estratégica muy minuciosa de su producción y administración que fue dividida en cuatro pasos; lograr una **adecuada recolección de datos** durante la fase exploratoria y la etapa temprana de la fase de desarrollo; mediante la utilización de esta información, **la realización de pruebas piloto** para la caracterización dinámica de los yacimientos y el cálculo de las utilidades, utilizando técnicas avanzadas de simulación de yacimientos con cientos de corridas de predicción del comportamiento, variando el número, orientación de pozos horizontales geonavegados, incluyendo rangos de incertidumbre en cada una de las propiedades relevantes y manteniendo los modelos de simulación “siempre verdes” (es decir, actualizándolos de forma inmediata a medida que se obtiene nueva información de pozos, registros, mediciones, o de pruebas de producción); **el desarrollo de la infraestructura de producción**, identificada mediante los análisis previos y la generación de diferentes escenarios, enfocada a proveer las metodologías de extracción más avanzadas y convenientes para los yacimientos del campo; y por último, **la obtención de producción, y la administración, monitoreo y vigilancia del proyecto**, mediante tecnología innovadora, por ejemplo la inyección alternada de gas y agua, y el monitoreo sísmico 4D. El progreso de este campo se ha estado llevando a cabo con base en estos estudios, análisis, y procedimientos, adaptándose secuencialmente a medida que se obtiene nueva información.

En 2018 Lula tenía 101 pozos, de los cuales 50 son productores, sin embargo se espera la perforación de 50 más, según su plan de desarrollo (NS Energy, 2018). Para finales del 2018 Lula era el campo con mayor producción, por mucho, de entre todos los pre-salinos, aportando alrededor de 63% y seguido por el campo Sapinhoá con el 15% (ver Figura 41).

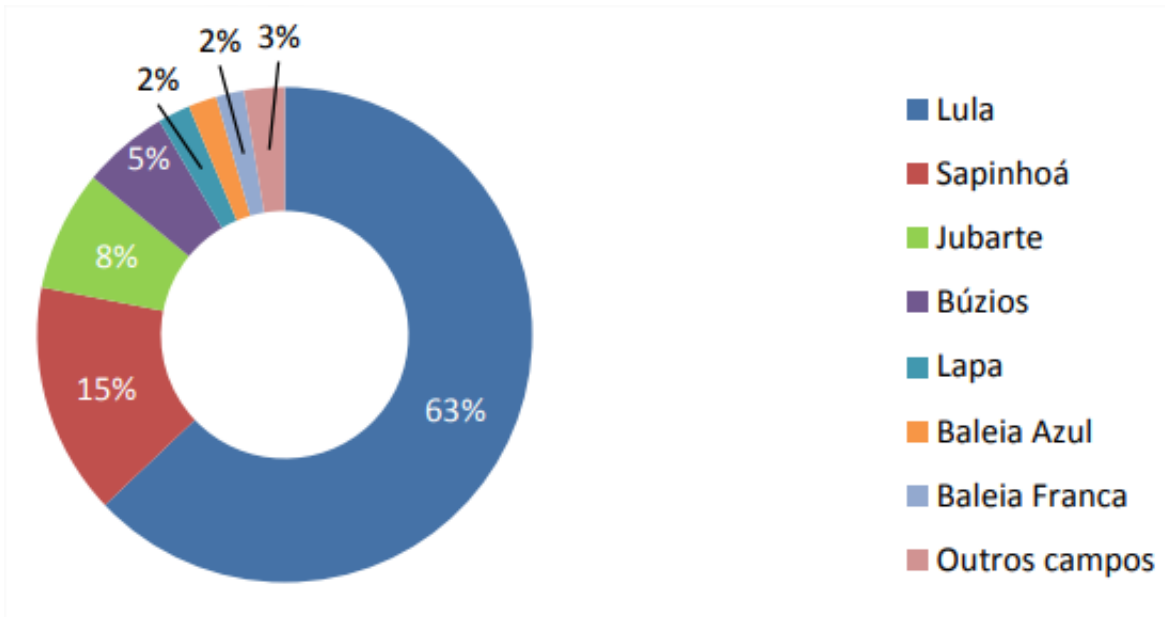


Figura 41: Distribución de la producción pre-salina por campo en Brasil (2018).
Fuente: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Pero Lula no es el único ejemplo de éxito por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada. El campo Marlim (que posee un tirante de agua promedio de 1,000 metros) fue descubierto en la década de los 80's y comenzó su producción para 1991 ha sido ampliamente estudiado mediante estudios sísmicos 4D y a partir de estos se han logrado optimizar los procedimientos de inyección de agua que se llevan a cabo en él y que han terminado por contribuir al alcance del 40% de factor de recuperación con miras a que en los próximos años alcance el 50% (S. Dumas, y otros, 2018, págs. 1, 6).

Entre los métodos de Recuperación Mejorada más recurrentes en Brasil se encuentra la inyección alternada de CO₂ y agua, aunado a prácticas de optimización como el uso de pozos horizontales, terminaciones inteligentes, y monitoreo continuo de las variables que inciden en la optimización y vigilancia de la operación del campo.

Tabla 23: Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Brasil al año 2017.

Fuente: Rebelo, Mónica y Saúl Suslick, *An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions*, 2009. Guilherme, E. (et. Al.), *Reservoir Management of the Campos Basin Fields*, 2018. Becher, Marcelo (et. Al.), *The Giant Lula Field: World's Largest Oil Production in Ultra-Deep Water Under a Fast-Track Development*, 2018. *Upstream technology*.

Factores de recuperación de algunos campos petroleros de Brasil al año 2017			
Campo	Volumen original [MMbbls]	Producción acumulada [MMbbls]	Factor de recuperación
Lula	8,300 ⁵⁰	2,324	28% ⁵¹
Marlim	6,000	2,400	40%

Para dimensionar el impacto que los campos pre-salinos representan, basta con ver su crecimiento hasta el momento; para el mes de octubre de 2019, la producción de los campos pre-salinos fue de 1.83 millones de barriles de petróleo, representando así más del 64% de la producción total nacional que ronda los 2.82 MMbpd (Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 6, 2019).

La brecha entre la producción de campos post-sal y pre-sal, es cada vez más amplia, según datos de la ANP y de Pré-sal Petróleo, en los últimos 60 meses, gracias a un aumento en la producción pre-sal de cerca de 262%, la producción nacional de petróleo creció en un 29%, aún a pesar de una baja en la producción de los campos post-sal de 41%. En el mismo mes de agosto de 2019 se produjeron 1.9 millones de barriles diarios de áreas pre-salinas por cada millón de barriles diarios de áreas post-salinas (ver Figura 42).

⁵⁰ Reportado como el volumen total de reservas recuperables del campo Lula (Becher Rosa, de Araujo Cavalcante, Mineiro Miyakawa, & Soares de Freitas, 2018).

⁵¹ Calculado a partir del volumen total de reservas del campo Lula.

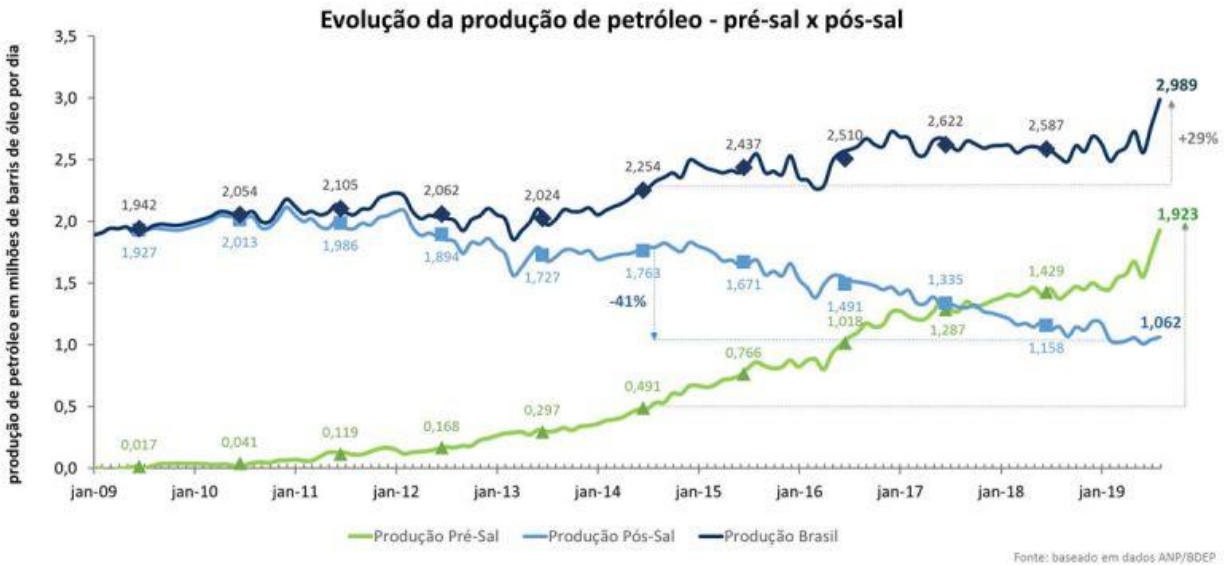


Figura 42: Evolución de la producción de petróleo de Brasil (pre-sal vs. post-sal) de 2009 a 2019. *Eje de las ordenadas en miles de barriles de petróleo por día [Mbpd]. Fuente: Pré-sal Petróleo, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

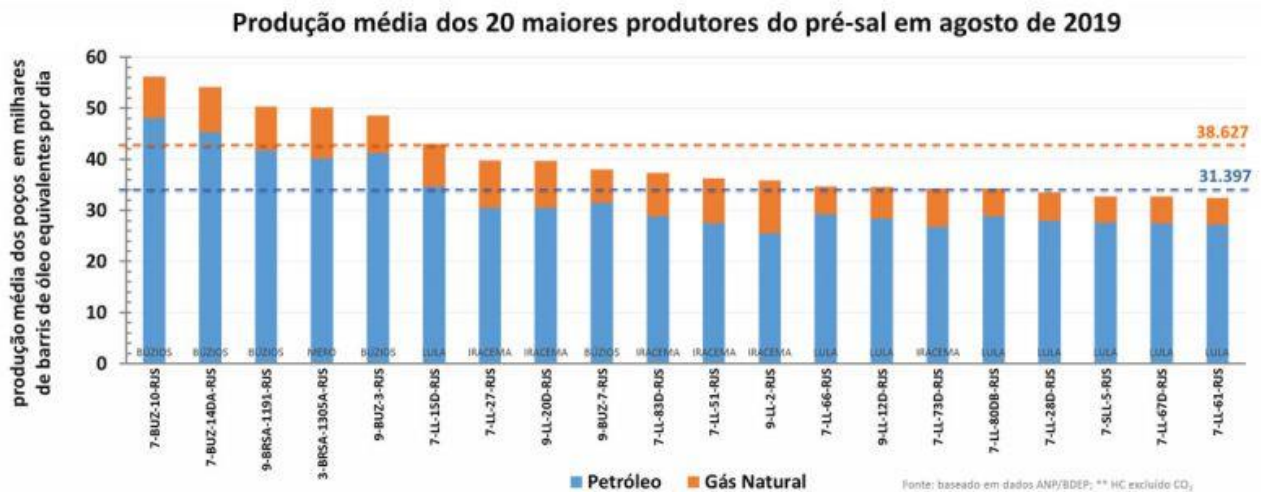


Figura 43: Producción promedio (Mbpce) de los 20 mayores pozos productores de la provincia pre-salina de Brasil en agosto de 2019. Fuente: Pré-sal Petróleo, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

También en agosto de 2019, los 20 pozos productores pre-sal que más aportaron a la producción nacional de Brasil pertenecieron a los campos Lula (8 pozos), Iracema (6 pozos), Buzios (5 pozos) y Mero (1 pozo), todos ellos aportando en promedio 38,627 bpced (gas) y 31,397 bpd de petróleo (ver Figura 43).

La participación de las empresas, incluyendo a Petrobras, en los proyectos petroleros de Brasil, especialmente en los pre-salinos (aún a pesar de su alta complejidad técnica), habla de lo activo del sector petrolero de esta nación y de qué tan atractiva ha sido su industria en los últimos años para los capitales privados. Alrededor de su provincia pre-salina se han concentrado las actividades de exploración y extracción. Petrobras no solo era la empresa con mayor participación, hasta el año 2018, sino que es la única que aparece en cada una de las áreas, asegurando así la participación estatal y el desarrollo a futuro de su compañía petrolera (ver Figura 44).

Así pues, de la mano de estas participaciones se han generado fuertes inversiones a su industria, éstas son un muy importante indicador de qué tan atractivo se ha vuelto su sector hidrocarburos. Por una parte la solvencia y competitividad de su empresa estatal (sin olvidar que también contiene capital privado) que queda demostrada en su interés por seguir participando e invirtiendo, y por otra la creciente disposición de las demás empresas en intervenir en los proyectos brasileños (ver Figura 45).

Adicionalmente y de manera similar al caso de Noruega, una buena parte de todos los ingresos generados por el sector hidrocarburos de Brasil de los proyectos pre-sal (incluidos los generados a partir de la comercialización del petróleo y el gas, así como los bonos a la firma, las regalías y demás conceptos) estarán destinados al Fondo Social cuyo principal objetivo es destinar inversión a programas y proyectos de desarrollo social y regional y de alivio de la pobreza (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2, s.f.). Este fondo fue creado en el año 2010 por la Ley 12.351.

Por último, derivado de los buenos resultados alcanzados en cuanto a la aplicación de proyectos de Recuperación Mejorada, el desarrollo de tecnología es un gasto constante para el gobierno brasileño además de una prioridad, es así como mensualmente se dispone de una fracción de los ingresos derivados de los contratos petroleros (estipulado por una clausula en específico en ellos), para invertirla en el área de investigación, desarrollo e innovación. Para el mes de agosto de 2019, la cifra acumulada de ese mismo año era de 229 millones de dólares.

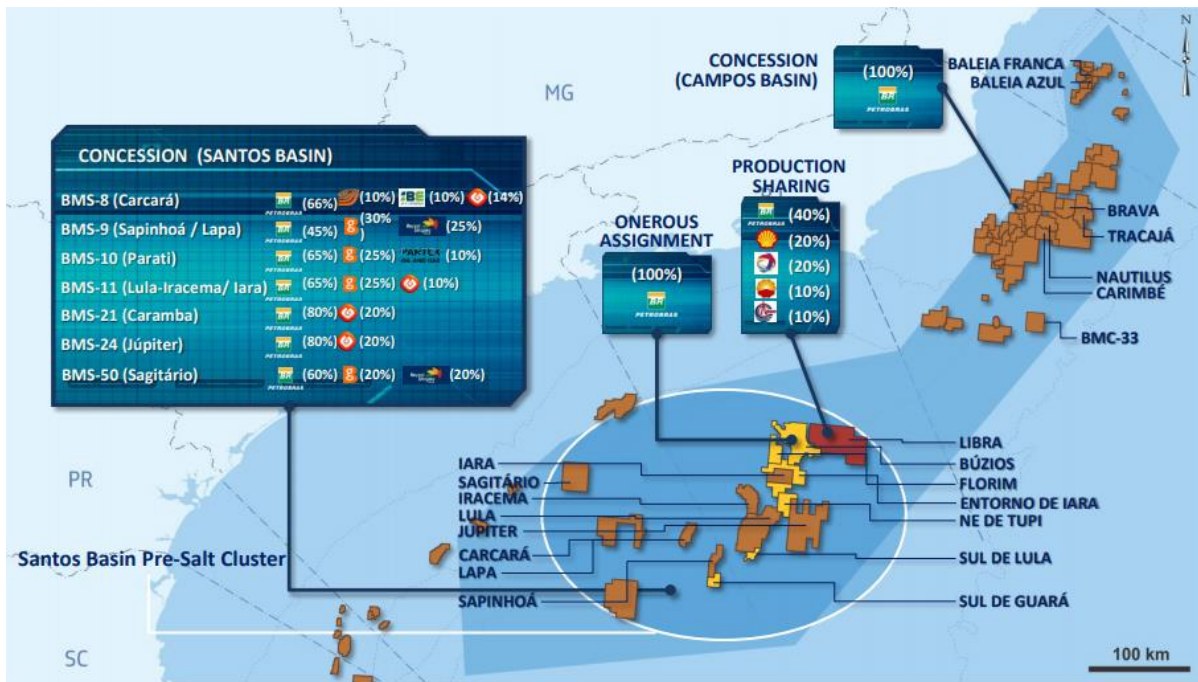


Figura 44: Áreas petroleras y los titulares sus derechos de extracción en la provincia pre-salina de Brasil. Fuente: Petrobras.

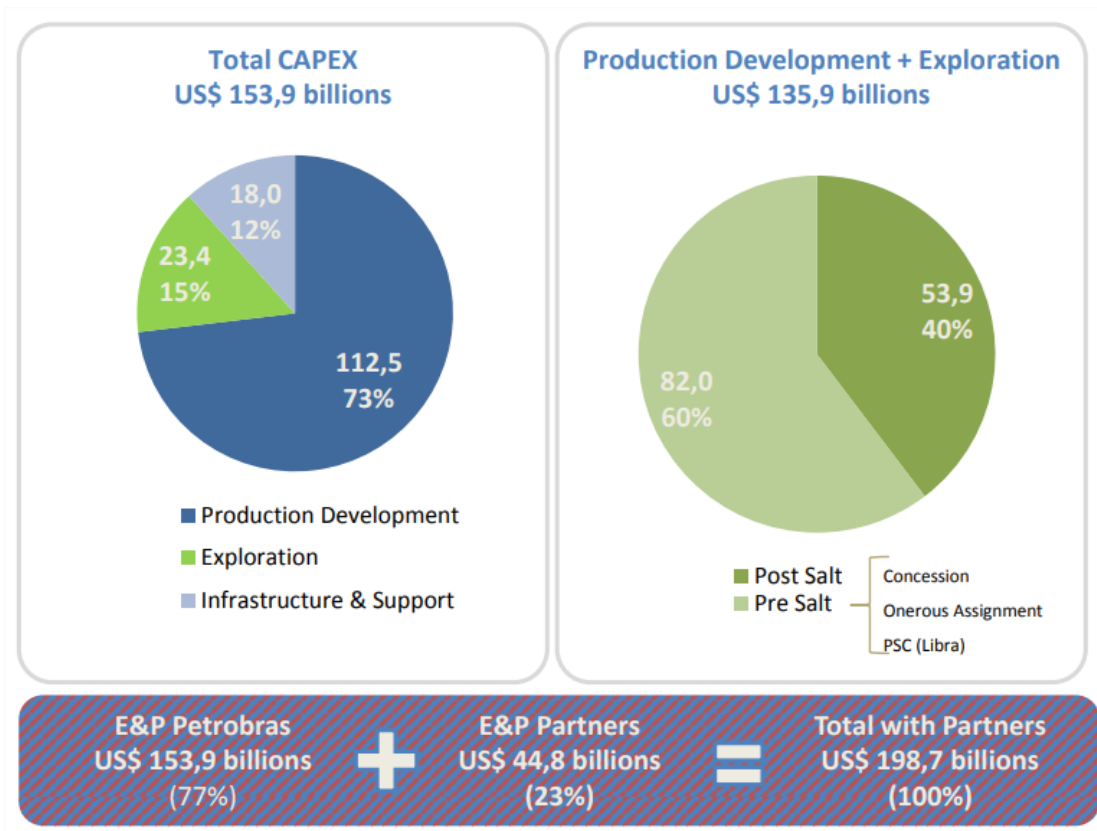


Figura 45: Inversiones (CAPEX) a los proyectos petroleros de Brasil de 2014 a 2018. Fuente: Petrobras.

4.4.4 Colombia

4.4.4.1 Industria petrolera

La República de Colombia está ubicada al norte de Sudamérica y, aunque su industria petrolera ha sido discreta en comparación con naciones como Venezuela o Brasil, -quienes también se encuentran en este sector geográfico- no deja de ser importante y activa, posicionando a Colombia como una nación destacada en el sector hidrocarburos.

En la última década Colombia ha logrado aumentar el interés de inversionistas extranjeros en su industria, favorecido entre otras cosas por la modernización legislativa y regulatoria de su sector hidrocarburos, un



Figura 46: Mapa de Colombia.
Fuente: Google Maps.

hecho que el gobierno colombiano ha estado llevando a cabo con sumo cuidado en estos años. Adicionalmente, la falta de certeza que ha representado el sector petrolero de otros países como Venezuela en el mismo periodo, ha promovido que las empresas volteen a ver a otras naciones donde invertir, siendo Colombia una de las naciones más prometedoras en Sudamérica.

En los últimos años Colombia se ha esforzado por obtener mejores resultados de su industria petrolera por medio de la realización de más actividades de exploración y caracterización, pero sobre todo con el uso de diversos proyectos de Recuperación Mejorada. Esto ha sido provocado por el declive natural de sus campos más importantes y por la poca certidumbre que representan sus reservas que podrían parecer pequeñas con relación a la demanda de su país.

En 2018 las reservas probadas de este país fueron reportadas en 1.8 MMMbbls de petróleo y 3.9 MMMMpc de gas, colocándolo en el quinto y séptimo lugar de América del Sur, respectivamente. Su producción diaria promedio en el mismo año fue de 0.8 MMbbls de petróleo y 455.5 MMMpc de gas, en donde fue el tercer y sexto lugar del mismo sector geográfico (BP, 2019, págs. 14, 16, 30, 32). El factor de recuperación de sus campos ronda en promedio el 19%.

Colombia reportó en 2018 una capacidad de refinación de 421 miles de barriles diarios, siendo poseedor del cuarto lugar en Sudamérica. Tiene cinco refinerías administradas por su compañía petrolera estatal Ecopetrol. A pesar de lo anterior, Colombia importa la mayoría de los combustibles que consume (The Oil & Gas Year, 2019). Sin embargo, en lo que respecta a las exportaciones de crudo y de otros derivados, Colombia ha logrado aumentar sus ventas en un 25% (38,500 bpced) y un 26%, respectivamente, en el primer trimestre de 2019, con respecto al mismo periodo de 2018 (Martínez, 2019).

4.4.4.2 Legislación en cuanto a la explotación de los recursos hidrocarburos

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, antes Ministerio de Minas y Petróleos, es la dependencia gubernamental encargada de ‘formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos’ de esta nación (Ministerio de Minas y Energía 5, s.f.). Este ministerio tiene como propósito la creación de planes, programas, proyectos, regulaciones y reglamentaciones que concretarán la dirección que el gobierno colombiano haya determinado para el sector, según las mejores prácticas internacionales. Por lo anterior, esta entidad se divide en dos departamentos, el de Minas y el de Energía, desprendiéndose del último la dirección de hidrocarburos.

El Ministerio tiene relación con otras organizaciones gubernamentales que poseen autonomía de gestión para ciertos aspectos de la cadena de valor energética. Entre estas instituciones está la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada en el año 2003, por medio del decreto 1760, como parte de la reestructuración de la industria de los hidrocarburos de Colombia provocada por el declive en las reservas y la creciente tendencia a la importación de estos productos. La ANH está adscrita al Ministerio de Minas y Energía y posee personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera.

En ese mismo año, Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleos), la empresa petrolera estatal con capital mixto de Colombia, sufre también una reestructuración organizacional, retirándole las facultades reguladoras que hasta ese momento regían el sector petrolero y otorgándoselas a la ANH. Las atribuciones de Ecopetrol fueron acotadas a la explotación, producción, transporte, refinación y

comercialización de los recursos hidrocarburos de esta nación, además conservó todas las áreas petroleras en donde operaba y los contratos que se le habían adjudicado hasta la fecha de la reestructuración.

Entre las funciones que desempeña la ANH se encuentran la asignación y administración de las áreas petroleras, la evaluación del potencial petrolero del país, el diseño y realización de las mejores estrategias de exploración y explotación de los recursos hidrocarburos según las mejores prácticas de la industria, y la recaudación de regalías y contraprestaciones en nombre del Estado generadas por la explotación de los recursos hidrocarburíferos, entre otras.

Con la reestructuración del sector en 2003 surge una nueva modalidad de contrato que reemplazaría al llamado ‘contrato de asociación’⁵² que hasta ese momento había operado en el país y que a su vez había reemplazado a los contratos de concesión, desde el año de 1974. Esta nueva modalidad de contrato fue denominado “contrato de exploración y producción”. Sin embargo, a pesar que los contratos de asociación se habían convertido en modalidades de contratación obsoletas, algunos de ellos cuyas suscripciones seguían vigentes durante la reestructuración de la industria en 2003, siguieron operando.

Los nuevos contratos de exploración y producción, que son en esencia una combinación de un contrato de producción compartida y un contrato de concesión,⁵³ son diseñados por la ANH, quien según la ley colombiana, podrá modificar algún aspecto de éste, surgiendo así los contratos especiales. La etapa exploratoria de este contrato tiene una duración de 6 años, teniendo también un programa exploratorio mínimo. Por otra parte, la etapa de explotación podrá tener una duración de veinticuatro años a partir de la declaración de comercialidad de la empresa. Este periodo podrá ser extendido por

⁵² Los contratos de asociación son parecidos a los contratos de producción compartida en México. Los riesgos son asumidos en su totalidad por los contratistas, su contraprestación será en especie basada en los porcentajes pactados en la firma del contrato, después de descontados los impuestos y regalías para el Estado. Existe la modalidad de recuperación de costos para las empresas.

⁵³ En esta nueva modalidad de contrato, los derechos de extracción sobre los hidrocarburos pertenecen a los contratistas, así mismo, la producción obtenida pertenecerá a éste después de descontar regalías e impuestos para el Estado, parecido a lo que ocurre en un contrato de concesión. Sin embargo, a partir de un límite de producción estipulado en la firma del contrato, la producción obtenida comenzará a ser dividida, de acuerdo a los porcentajes correspondientes, entre el Estado y el contratista, análogo a lo ocurrido en un contrato de producción compartida. Los riesgos y costos son asumidos en su totalidad por la empresa (Castro Agudelo & Rey Carazo, 2004).

diez años más. Este contrato genera como contraprestaciones para el Estado regalías, impuestos y derechos por la realización de ciertas actividades.

Con el surgimiento de este contrato, el gobierno colombiano logró obtener una participación de entre el 50 y el 60% de todos los proyectos petroleros. Según su portal gubernamental, este nuevo esquema de explotación de sus recursos hidrocarburos lo convierten en uno de los países más atractivos del mundo, despertando interés tanto en grandes como en pequeñas empresas (Agencia Nacional de Hidrocarburos 3, s.f.).

Por otra parte, el gobierno colombiano también creó el contrato denominado ‘contrato de evaluación técnica’ (TEA) con la finalidad de otorgar derechos a empresas para la caracterización de ciertas porciones territoriales con potencial petrolero, con una duración máxima de año y medio. Las empresas que realicen dichas actividades son tomadas en consideración, de manera prioritaria, para obtener un posterior contrato de extracción en dicha área.

4.4.4.3 Incentivos por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada

A partir de la reestructuración de la industria de los hidrocarburos colombiana en 2003, comenzó un proceso de reactivación de campos petroleros maduros, así como de los trabajos exploratorios para el descubrimiento de nuevos yacimientos con potencial petrolero. Con esta tendencia de crecimiento en el sector también creció la especulación acerca de cuánto tiempo resistirían las reservas petroleras que Colombia poseía hasta ese momento con respecto a los nuevos ritmos de extracción. Derivado de lo anterior, el Estado Colombiano planteó como una prioridad la revitalización de los proyectos maduros mediante el uso de los procedimientos más adecuados en cuanto a la recuperación de petróleo y gas, así mismo, las actividades de exploración fueron redobladas, reconociendo la necesidad de nuevos descubrimientos rentables. Todos estos esfuerzos significarían que las inversiones en la industria tendrían que crecer y el gobierno colombiano, por medio del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se dispuso a generar un mecanismo regulatorio que lo hiciera posible.

Con la ley 1819 del año 2016 se estableció en Colombia el otorgamiento de un incentivo a las inversiones en el sector hidrocarburos y en el sector minero. Este incentivo se reglamentó por medio del decreto 2253 del año 2017.

Este incentivo se otorga, en el caso del sector hidrocarburos, a las empresas que posean un contrato para la exploración y explotación de los recursos hidrocarburos en Colombia, sea cual sea la naturaleza de éste (de asociación, suscritos por Ecopetrol; contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos; y cualquier otro otorgado por el Estado para estos fines). **Consistirá en la entrega de un Certificado de Reembolso Tributario (CERT) a los contratistas que realicen alguna inversión adicional a la estipulada inicialmente en el contrato.** Estas inversiones tendrán que realizarse exclusivamente con el objetivo de descubrir e incrementar las reservas de los proyectos, esto mediante actividades de exploración, o las que estén enfocadas al aumento del factor de recuperación de las áreas contractuales, mismas que estarán acotadas a terrestres. Este incentivo no será aplicable en los casos en los que estas inversiones estén estipuladas como una obligación contractual; en que el impuesto sobre la renta de dicho contrato sea menor al 25%; o en el caso en que alguna de las empresas interesadas se encuentre incumpliendo alguna de sus obligaciones.

Los certificados CERT podrán ser ocupados para futuros pagos de impuestos hacia el gobierno colombiano y podrán ser libremente negociados en el mercado, siendo que también podrán ser divisibles y tendrán una vigencia de tres años, pudiéndose usar a partir del año dos y hasta el año cinco desde su expedición. El valor de éste se calculará como un porcentaje del valor de la producción incremental, teniendo un valor base y siendo ajustado para cada año conforme al valor de los hidrocarburos según los precios internacionales de referencia, el nivel de las inversiones y las metas de reservas y producción de las compañías.

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia será el encargado de establecer una cantidad máxima que podrá ser asignada como certificados CERT. A partir de esta determinación, que implicará los correspondientes para minería y para hidrocarburos, para este último grupo se dispondrá de un porcentaje para proyectos de exploración y lo restante para extracción. La ANH es el órgano responsable de emitir las consideraciones para la obtención de estos incentivos, así como de velar porque todos los procedimientos se cumplan de acuerdo a la ley.

Entre las actividades consideradas para obtener este incentivo se encuentran la “perforación de pozos, la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, la compra o alquiler de equipos para la inyección de fluidos líquidos o gaseosos para los proyectos de aumento del factor de recuperación e insumos para proyectos de Recuperación Mejorada,⁵⁴ compra e instalación de equipos para el tratamiento de fluidos, e infraestructura para el almacenamiento y transporte de la producción incremental” (Agencia Nacional de Hidrocarburos 4, 2018, pág. 1).

Los proyectos serán elegibles según la disponibilidad de los CERT. Los proyectos que compitan por obtener el beneficio serán puntuados de acuerdo a parámetros específicos establecidos por la ANH, siendo el proyecto que obtenga el puntaje más alto, el que será acreedor al incentivo.

4.4.4.4 Resultados de la aplicación de incentivos

La industria petrolera de Colombia está creciendo, aún a pesar de las constantes fluctuaciones en el precio del barril de petróleo. Éste es un hecho que puede ser corroborado mediante la revisión de ciertos aspectos indicadores, siendo uno de éstos la cantidad de áreas contractuales que esta nación ha adjudicado tanto en el rubro de exploración como en el de extracción en la última década. En la Tabla 24 se puede observar la cantidad de contratos y convenios⁵⁵ que Colombia tenía vigentes hasta julio de 2019.

Según un reporte expedido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, hasta agosto de 2019 operaban en Colombia 42 empresas en proyectos de extracción de crudo, entre ellas su empresa estatal Ecopetrol con 108 contratos, haciéndose así con más de la mitad de todos los que ha adjudicado el gobierno colombiano. De entre todos los campos que posee este último, el campo Rubiales⁵⁶ es el que mayor producción diaria promedio de petróleo aportó a la producción total de Colombia en 2018, participando en ésta con 119 Mbpd, muy por encima del segundo lugar que fue el campo Castilla, también explotado por Ecopetrol, con 70 Mbpd.

⁵⁴ Aplicable para inyección continua de vapor, inyección química o combustión in situ.

⁵⁵ Son referidos como convenios todos los demás acuerdos entre el Estado Colombiano y una empresa para la realización de actividades de exploración y extracción de petróleo y gas que no sean contratos de exploración y producción. En este rubro se encuentran los contratos de asociación vigentes, por ejemplo.

⁵⁶ El campo Rubiales fue operado hasta 2016 por la compañía Pacific Rubiales. En ese año Ecopetrol tomó el control del mismo, sustituyendo a la ya mencionada empresa.

Con ayuda de la apertura del sector para otras empresas y de la dedicación en establecer un marco contractual atractivo, aunado a la realización de las prácticas de explotación más adecuadas para cada caso, el comportamiento del histórico de producción de Colombia muestra una clara tendencia al crecimiento, que si bien es dependiente de las fluctuaciones en el precio del barril de petróleo y los demás factores externos e internos, presentando constantes altibajos, ha logrado mejorar notablemente con respecto a los años anteriores a la reestructuración en el ramo de los hidrocarburos (ver Figura 47). A pesar de que los incentivos se establecen formalmente hasta 2016, a partir del surgimiento de la nueva política se busca la revitalización de los campos maduros y el descubrimiento de nuevos campos por medio de la inversión en proyectos de recuperación adicional, por lo que el comportamiento del histórico de producción desde 2003 es un indicador relevante del impacto de esta nueva corriente de pensamiento con respecto a la adecuada explotación del petróleo y el gas.

Tabla 24: Contratos y convenios adjudicados por el Estado Colombiano para la exploración y la extracción de hidrocarburos (2019).
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Contratos y convenios adjudicados por el Estado Colombiano para la exploración y la extracción de hidrocarburos (2019)				
	Áreas en explotación	Pendientes de declaración de comerciabilidad	Áreas en evaluación	Áreas totales
Contratos de exploración y producción	149	3	28	180
Convenios de exploración y explotación	2	0	2	4
Convenios de explotación	57	0	0	57
Total	208	3	30	241

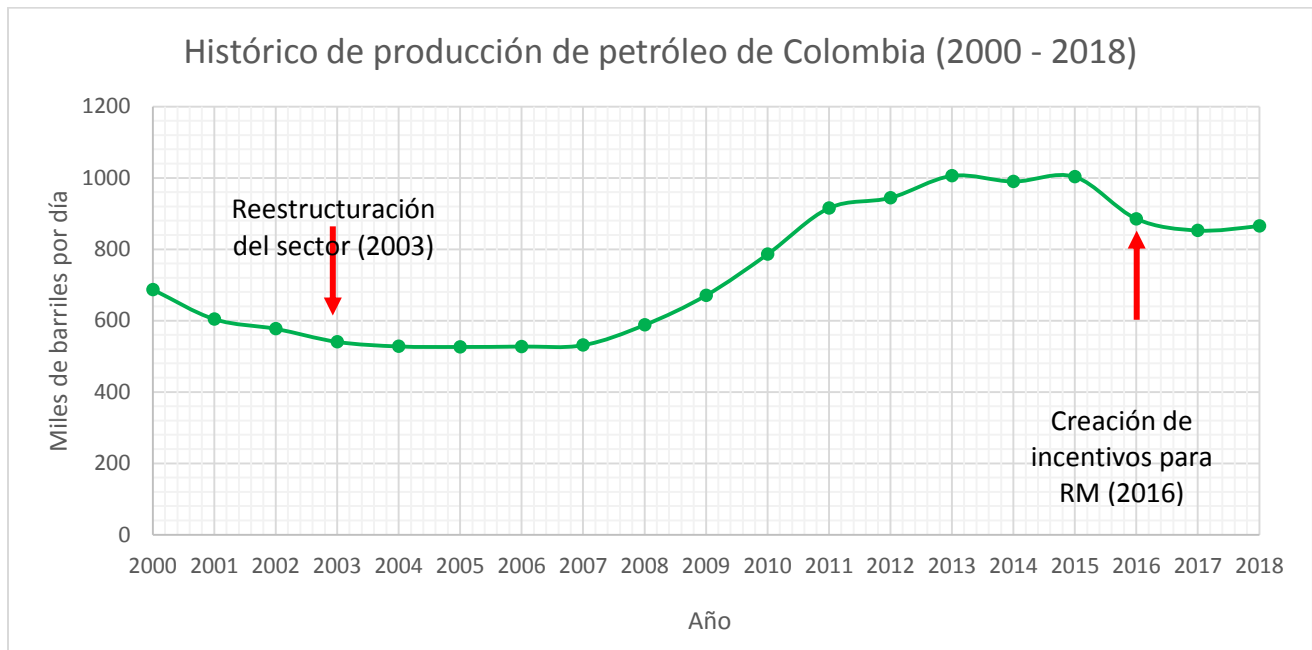


Figura 47: Histórico de producción de petróleo de Colombia (2000 - 2018).
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

Por otra parte, el uso de prácticas para mejorar la operación de los campos petroleros colombianos ha ido en aumento, principalmente de la mano de la empresa petrolera estatal, el Instituto Colombiano del Petróleo y las universidades que ofrecen la carrera de Ingeniería Petrolera. Un claro ejemplo es la perforación de pozos interespaciados que esta empresa se ha empeñado en realizar en varios de sus proyectos, todo esto debido a que ha logrado identificar que favorecen al flujo de los hidrocarburos en los yacimientos, aumentando ligeramente la producción en algunos de los casos, aún a pesar de que los campos pudieran tener ya varias décadas en producción. Colombia ha logrado optimizar sus procedimientos de perforación en los últimos años y gracias a ello en 2018 aumentó el número de equipos de perforación en funcionamiento en sus áreas contractuales, teniendo 41 de éstos en ese año, comparado con 25 en 2017.

Sin embargo, la perforación de nuevos pozos no es el único factor que les ha traído mayor eficiencia en sus procedimientos técnicos y económicos. Ecopetrol reporta que derivado de la realización de actividades de mantenimiento bien encaminadas, ha logrado disminuir la cantidad de fallos en sus equipos, permitiéndole lograr sus objetivos con mayor facilidad. Tan solo en los últimos dos años ha logrado mejorar el rendimiento de sus equipos de perforación en un 22%.

Además, la petrolera estatal colombiana se encuentra dispuesta a seguir invirtiendo en el desarrollo de sus campos, en el área de perforación, y su proyecto “30k” es uno de los ejemplos. Éste representó una inversión de 20 millones de dólares en su primera fase y este monto fue ocupado para brindar mantenimiento de 37 pozos y para la perforación de 7 nuevos. Este programa está pensado para ser aplicado gradualmente en los campos más importantes de Colombia.

Ejemplos como éste muestran que a pesar de que este tipo de proyectos significan inversiones adicionales, los contratistas petroleros se encuentran animados a realizarlas pues perciben que el interés del gobierno colombiano en asegurar las mejores prácticas de extracción es coherente con la regulación que han emitido en la última década.

En cuanto al rendimiento de sus campos, Rubiales y Castilla son los más interesantes al ser también los importantes en cuanto al aporte de producción en los últimos años a pesar de que ambos producen petróleo viscoso y cantidades considerables de agua. Ambos son operados por Ecopetrol en la actualidad, sin embargo, para el caso del primero esto es reciente, ya que la estatal se hizo de sus derechos apenas en el año 2016. Antes de esto Rubiales ya era el campo que más producción aportaba a la nación, y a pesar de presentar signos de declinación, Ecopetrol ha logrado estabilizar su producción y aminorar los efectos de ésta, presentando a inicios de 2017 una ligera mejoría en su comportamiento. Las fuertes inversiones que han sido desembolsadas para el mantenimiento y mejora de este campo han estado enfocadas en su mayoría a trabajos de perforación de nuevos pozos, servicios de mantenimiento a pozos dañados y proyectos de recuperación adicional por medio de inyección de agua. Hoy en día es, por mucho, el campo más relevante de Colombia al registrar el mayor aporte de volumen de la producción total de este país, además de ser un buen representante de lo que los procesos de Recuperación Mejorada pueden lograr.

El caso del campo Castilla es muy similar al de Rubiales dado que es el segundo campo más importante en producción de petróleo. En este campo se han realizado procesos de inyección de agua y aire, así como pruebas piloto de inyección de químicos. Sin embargo, no han sido las únicas herramientas utilizadas con la intención de lograr la estabilización de la producción, que también está presentando una declinación; Ecopetrol ha realizado fuertes inversiones con el fin de reactivar los trabajos exploratorios en el lugar, perforando, adicionalmente, más de 40 pozos y dando mantenimiento a muchos otros, a partir de prácticas como estas se busca incorporar más reservas y elevar el factor de

recuperación en este campo, una táctica cada vez más común en los campos petroleros de este país. Así mismo, se ha promovido el uso de la prospección sísmica para una mejor caracterización de los yacimientos, enfocado principalmente en campos maduros y nuevos descubrimientos. A pesar de que en 2018 y 2017 esta actividad no ha sido tan ampliamente utilizada, desde comienzos de este milenio se ha notado un significativo aumento en la realización de estas actividades (ver Figura 50).

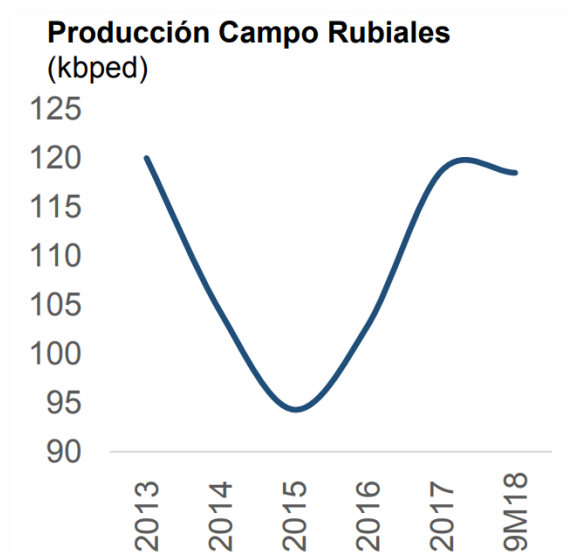


Figura 48: Producción diaria promedio del campo Rubiales de Colombia de 2013 a noviembre de 2018 en miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
Fuente: Ecopetrol.

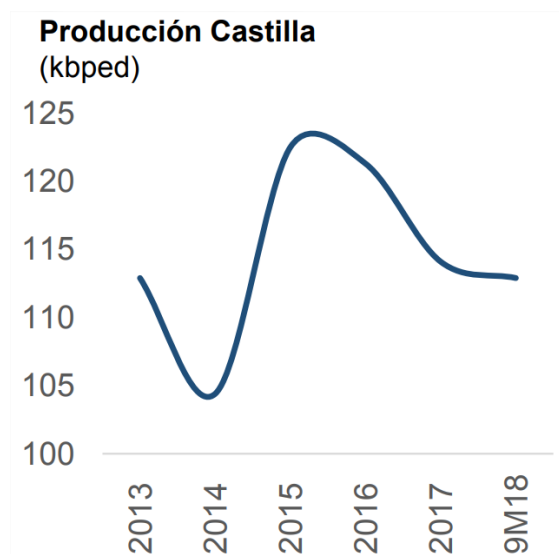


Figura 49: Producción diaria promedio del campo Castilla de Colombia de 2013 a noviembre de 2018 en miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
Fuente: Ecopetrol.

Tabla 25: Factores de recuperación de algunos campos petroleros en Colombia al año 2018.
Fuente: Ecopetrol, DataiFX.

Factores de recuperación de algunos campos petroleros en Colombia al año 2018			
Campo	Volumen original [MMbpce]	Producción acumulada [MMbbls] ⁵⁷	Factor de recuperación
La Cira Infantas	3,594	791	22%
Rubiales	4,380	482	11%
Castilla ⁵⁸	1,683	157	9%

⁵⁷ Cifras de producción acumulada calculadas a partir de la multiplicación del factor de recuperación por el volumen original de cada uno de los campos.

⁵⁸ Referenciado al bloque 'K1 INF', uno de los tres que forman al campo Castilla y sobre el cual se aplicó el método de recuperación adicional.

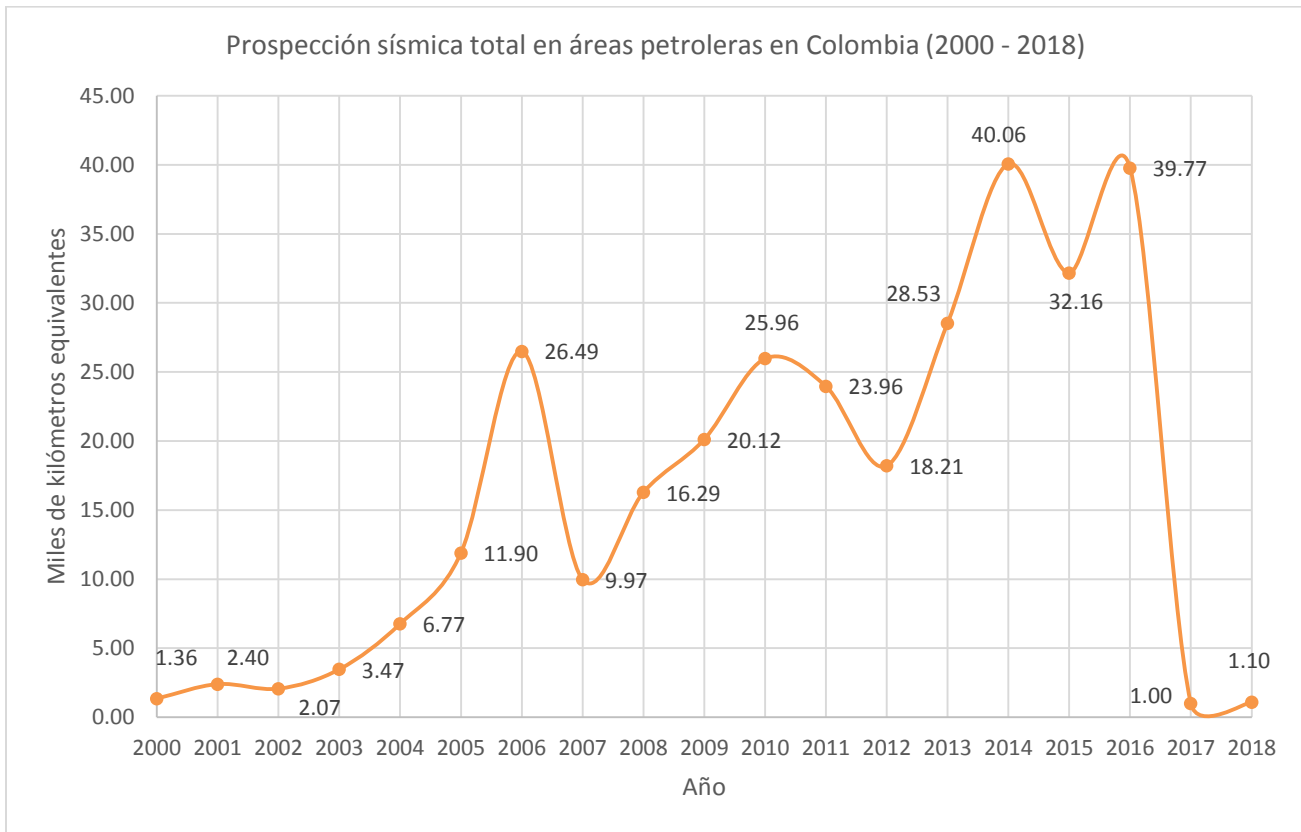


Figura 50: Prospección sísmica total en áreas petroleras en Colombia (2000 - 2018).
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

Los procesos de Recuperación Mejorada se han vuelto cada vez más relevantes en Colombia. Ecopetrol sentencia en su reporte de 2018 sobre su sector *upstream*, que “los proyectos de Recuperación Mejorada han ayudado a mitigar la declinación de algunos de sus campos”, señalando, por ejemplo, al campo Castilla y el campo Chichimene, donde la producción se ha estabilizado gracias a la inyección de agua. El éxito ha sido tal que en el campo Chichimene se está planteando el reforzar esta técnica adicionando polímeros por zonas. Los casos de los campos Rubiales, Tibú, Casabe y la Cira Infantas (este último con más de 100 años de operación, comenzándola en 1918) también han sido notables al presentar un desempeño positivo posterior a la implementación de los procesos de recuperación adicional.

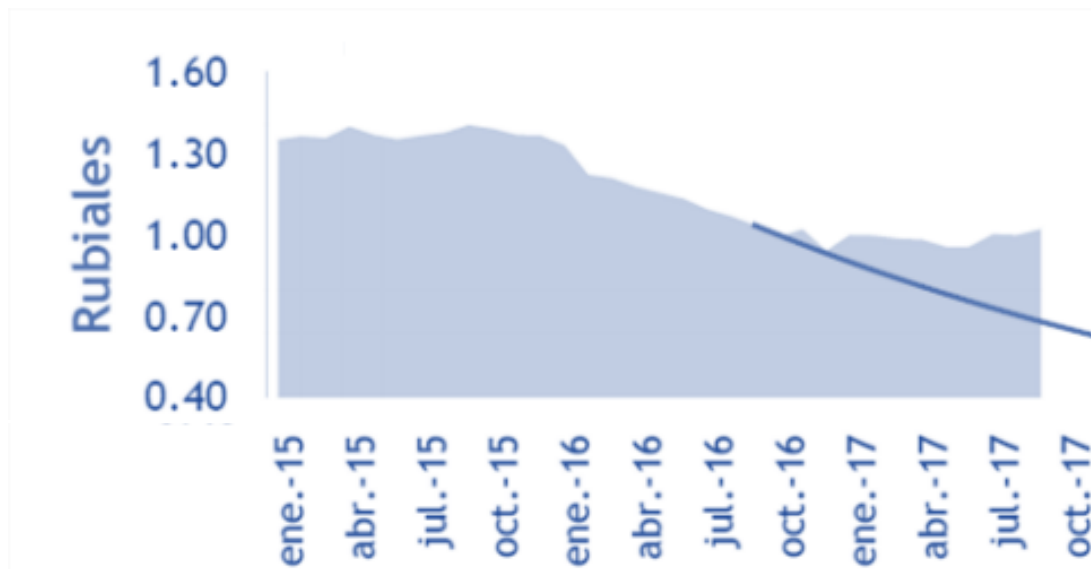


Figura 51: Declinación natural vs. Resultados de los proyectos de Recuperación Mejorada en el campo colombiano Rubiales.
 *Eje de las ordenadas en cientos de miles de barriles de petróleo.
 Fuente: Ecopetrol.

Ecopetrol reportó en 2018 un potencial de cerca de 4 MMM barriles de petróleo en reservas incrementales si se logra elevar el factor de recuperación promedio de Colombia (19%) a su objetivo actual de entre el 29% y el 32%. Sin embargo reconoce que mucho de este volumen no podría ser alcanzado por el momento debido a las fluctuaciones del precio del barril y los altos costos operativos, sin embargo también identifica que si se alcanzan mejores estados de eficiencia en cuanto a la administración económica de los proyectos, una cantidad considerable de éste sería asequible.

En la última década se han registrado en Colombia 42 pruebas pilotos para métodos de Recuperación Mejorada. En 2018 se registraron 7 de ellas, llegando a un total de 20 en operación, dentro de los cuales 16 están en miras de expandirse a lo largo de sus áreas contractuales. En su mayoría estos métodos no han sido térmicos, siendo lo más populares la inyección de agua, la inyección de agua mejorada (*smart water*) y la inyección de gas, con 19, 9 y 7 pruebas piloto, respectivamente (ver Tabla 26).

Tabla 26: Pruebas piloto de métodos de Recuperación Mejorada en Colombia hasta 2018.
Fuente: Ecopetrol.

Pruebas piloto de métodos de Recuperación Mejorada en Colombia hasta 2018				
Tipo de método	Pilotos	En evaluación	Candidatos a expandirse	Expansión no viable
No térmicos				
Inyección de agua	19	10	8	1
Inyección de agua modificada	1	-	1	-
Inyección de agua mejorada	9	5	4	-
Inyección de gas	7	4	1	2
Térmicos				
Inyección de vapor	4	-	-	2
Inyección de aire	2	1	2	1
Total	42	20	16	6

Ecopetrol ha realizado una amplia investigación al respecto de los procesos de recuperación adicional, según sus propios reportes, posterior a la evaluación de algunos métodos proyectados en sus principales campos de interés, han identificado, en promedio, un incremento del factor de recuperación de entre el 3% y el 11% por inyección de agua, de entre el 5% y el 11% para la inyección de gas y agua mejorada (*smart water*), y del 20% para la inyección de vapor.

Gracias al impulso de los métodos de Recuperación Mejorada en Colombia, se estima que ya se están aplicando a cerca del 12% de los campos de este país. Éstos actualmente producen mediante alguno de estos métodos, haciendo notar el gran potencial que tienen estas prácticas.

La incorporación de reservas que ha realizado esta nación, por medio de Ecopetrol, en los últimos años es también un indicador del creciente dinamismo de su industria. En 2018 se incorporaron cerca de 307 MMbpc en reservas probadas, teniendo una nueva tendencia al crecimiento desde el año 2017. También en 2018 se logró obtener un índice de reposición del 129%, el mayor que se ha visto en los últimos 4 años, esto significa que por cada barril producido, se incorporaron 1.29 barriles más. Agregar

este volumen a las reservas de Colombia ha permitido aumentar su relación reserva-producción (R/P) a 7.2 años. Del volumen total, el 70% corresponde a petróleo mientras que el 30% corresponde a gas (Petroleum, 2019).

De todas estas reservas incorporadas, se atribuye el 85% a proyectos que han mejorado su gestión técnica, promoviendo la optimización financiera de sus activos, esto gracias a los nuevos proyectos de inversión. Solo el 15% restante fue debido a mayores precios del barril de petróleo.

En cuanto a los volúmenes incorporados por métodos de Recuperación Mejorada, en 2018 se adicionaron 129 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a las reservas probadas (contrastando mucho con respecto a la cifra alcanzada un año antes de 73 millones), la mayor cantidad de barriles incorporados a causa de estas técnicas en la historia de Ecopetrol. Sin embargo, la extensión de los proyectos y los nuevos descubrimientos también han contribuido en alcanzar estas cifras, ya la incorporación de reservas por estos rubros de 2018 ha sido la mayor de los últimos 5 años (Bashbush Bauza, Apuntes de clase de Recuperación Mejorada, 2009).

Un ejemplo de los beneficios de esta incorporación de reservas la podemos ver en 2017, cuando esta nación logró producir cerca del 61% de todo el gas que consumió durante ese año, atribuyendo esta capacidad al mismo hecho. 2017 fue un año muy importante para la incorporación de reservas de gas en Colombia ya que se alcanzó un porcentaje de 61%, en contraste con 2016 (6%) y 2015 (8%).

El Ministerio de Minas y Energía, así como la Agencia Nacional de Hidrocarburos, han recalcado que el mayor aporte en estas reservas incorporadas fue gracias al esfuerzo de todos los actores de su industria petrolera quienes velaron por la utilización de ‘mejores técnicas’ para la exploración y extracción de los hidrocarburos, señalando expresamente a los métodos de Recuperación Mejorada, a los proyectos de producción incremental para campos maduros, y a la optimización de procesos y mejor administración de las áreas en producción. Entre los campos destacados que utilizaron estos procesos se encuentran Tibú, Casabe y Chichimene, aportando 78 Mbbls de petróleo en conjunto (Ministerio de Minas y Energía 4, 2019).

Tabla 27: Reservas probadas de Ecopetrol (2015-2018).

Fuente: Bashbush, J. L., *Apuntes de clase de Maestría y Doctorado de Recuperación Mejorada, 2010 – 2019.*

Reservas probadas de Ecopetrol (2015 - 2018)				
[MMbpce]	2015	2016	2017	2018
Reservas probadas iniciales	2.084	1.849	1.598	1,659
Revisiones	-25	-54	174	121
Recuperación Mejorada	16	11	73	129
Compras	0	0	4	0
Extensiones y descubrimientos	24	27	44	57
Producción	-251	-235	0.234	-239
Reservas probadas a final de año	1.849	1.598	1.659	1.727

En cuando al rubro económico, el sector petrolero representó en 2018 el 21% de la inversión extranjera total en el país y aunque no es una cifra para nada despreciable, no ha sido la más alta, ya que en el año 2010 representó el 48% y en 2012 el 36%. A partir del otorgamiento de incentivos en 2016 los porcentajes han sido superiores al 17% (17% en 2016, 23% en 2017 y 21% en 2018) (ver Figura 52). Adicionalmente, el ingreso por regalías representa una cantidad importante para el gobierno colombiano. Tan solo en 2018 se recaudaron cerca de 5 mil millones de dólares por este concepto (ver Figura 53).

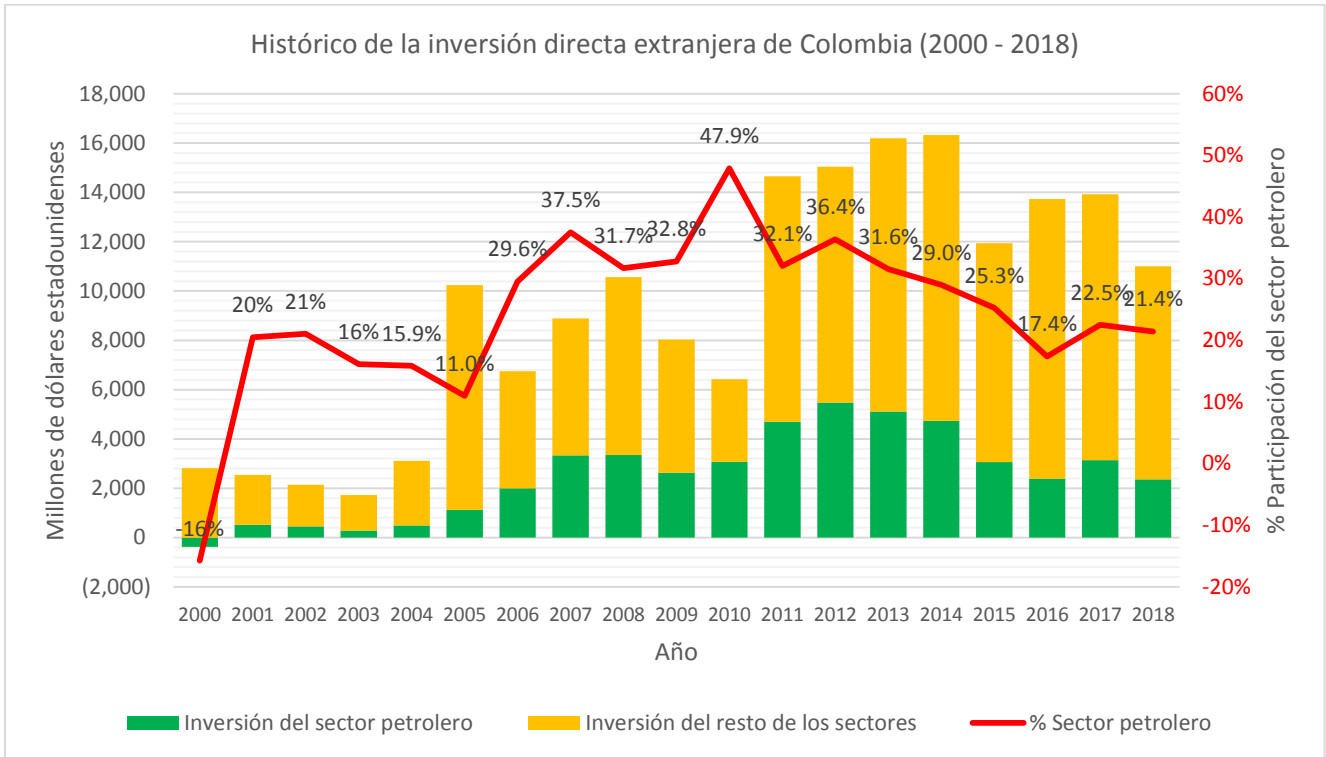


Figura 52: Histórico de la inversión directa extranjera de Colombia.
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

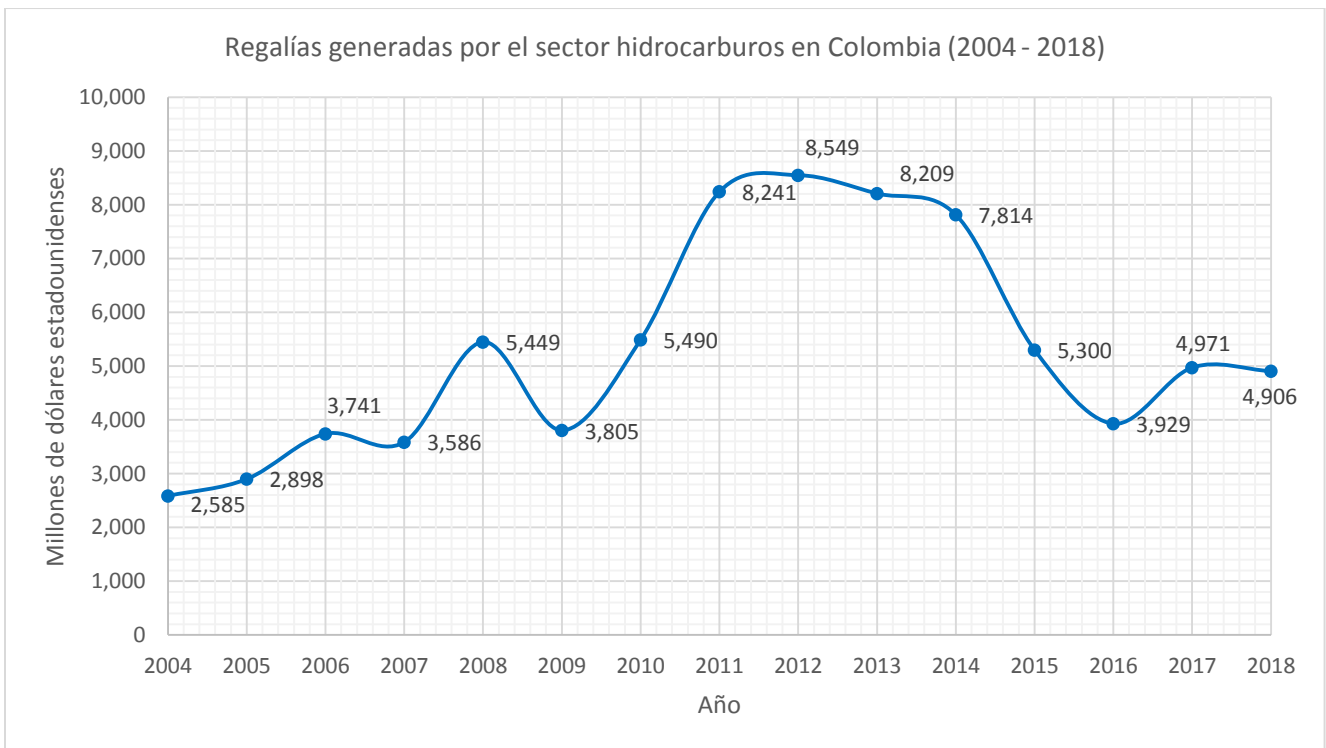


Figura 53: Regalías generadas por el sector hidrocarburos en Colombia (2004 - 2018).
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

4.5 El contraste

El análisis sobre el otorgamiento de incentivos por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en los países analizados se encuentra sintetizado como sigue (ver Tabla 28):

Tabla 28: Síntesis de incentivos por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en México, Canadá (Saskatchewan y Alberta), Noruega, Brasil y Colombia.

Fuente: CNIH, BP, Statistical Review of World Energy, 2018. Saskatchewan Government, Alberta Government, Norwegian Petroleum, ANP, ANH.

Síntesis de incentivos por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en México, Canadá (Saskatchewan y Alberta), Noruega, Brasil y Colombia					
País	Reservas probadas de petróleo 2018 [MMMbbls]	Producción diaria promedio 2018 [MMbbls]	Incentivos por la aplicación de procesos de RM	Tipo de incentivo	
México	6	1.6	Sí	Deducción al ISR ⁵⁹ o al DUC. ⁶⁰	
Canadá	Saskatchewan	8	0.5	Sí	Reducción del porcentaje de regalías pagadas al Estado.
	Alberta	165.4	3.4	Sí	Reducción del porcentaje de regalías pagadas al Estado.
Noruega	7.4	3.8	Sí ⁶¹	Deducción de impuestos, recuperación de costos y reestructuración contractual.	
Brasil	13.4	2.7	Sí	Reducción del porcentaje de regalías pagadas al Estado.	
Colombia	1.8	0.8	Sí	Deducción de impuestos mediante certificados de pago.	

Tanto las provincias canadienses Saskatchewan y Alberta, como Noruega, Brasil, Colombia y México comparten actualmente un esquema que permite que las empresas privadas realicen actividades de

⁵⁹ Impuesto Sobre la Renta (ISR).

⁶⁰ Derecho por Utilidad Compartida (DUC).

⁶¹ En la ley noruega estas acciones llevadas a cabo en favor de los contratistas por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada no son catalogadas como incentivos, sin embargo, por la propia naturaleza de estos actos, se pueden clasificar como tales.

exploración y extracción de hidrocarburos, ya sea por medio de contratos o asignaciones. En los casos de Noruega, Brasil, Colombia y México participa, además, la empresa petrolera estatal. Adicionalmente, en todos los casos existe un órgano regulador sólido que vela por los intereses del Estado, vigila el actuar de las empresas e interviene (en mayor o menor grado y con ayuda de otros organismos competentes) en el cobro y resguardo de las ganancias generadas por el sector petrolero, derivadas de estos contratos y/o asignaciones. En muchos de estos países las modalidades de contrato son parecidos, teniendo muchos puntos en común, incluyendo la cuestión fiscal y el pago de regalías al Estado. En resumen, la organización de sus industrias petroleras pareciera alinearse en ciertos aspectos, hablando muy generalmente. De igual manera es suponerse que cada una de las determinaciones que moldean el funcionamiento de una industria tan importante como la de los hidrocarburos, por pequeñas que pudieran parecer, tienen un peso vital en los resultados obtenidos pues recaen directamente en la producción, las reservas y los factores de recuperación, por ello el mejoramiento del marco regulatorio debe ser un hecho siempre constante.

Actualmente las determinaciones relacionadas con los métodos de Recuperación Mejorada son un factor que ha marcado una diferencia importante entre la eficiencia de la extracción de hidrocarburos de algunos países con respecto a los otros, debido a la relevancia que poseen estos procedimientos en el comportamiento de los proyectos petroleros. Aquellos que poseen una industria más avanzada se han empeñado en hacer un marco regulatorio que promueva la aplicación de estos métodos haciendo que las propias empresas estén interesadas en llevarlos a cabo por su atractivo técnico y económico, todo esto mediante el otorgamiento de incentivos.

Es interesante notar que en la mayoría de los casos analizados la constante como incentivo es la reducción en el porcentaje de regalías pagadas al Estado, incluso es muy probable que si se hiciera un análisis más extendido en cuanto a países petroleros del mundo, este mecanismo sea el más utilizado. Lo anterior se debe a que esta contraprestación es una de las que más influye en el comportamiento económico de los proyectos petroleros al ser pagada en cada periodo durante prácticamente toda la vigencia del contrato. Esto lleva a pensar que algunos estímulos son más fructíferos que otros, un hecho que podría verse reflejado en el comportamiento de la industria petrolera y la producción de cada lugar en donde se aplican, Alberta, Saskatchewan y Brasil son un buen ejemplo de ello, ya que a pesar de la alta complejidad técnica que representa la explotación de sus recursos (con arenas bituminosas,

petróleos pesados y pre-salinos) han logrado hacer avances en su industria petrolera, permaneciendo atractivos al capital privado.

A pesar de que México ya se encuentra entre los países que otorgan incentivos de esta clase, éstos actualmente son insuficientes en comparación con los que otorgan otras naciones, dada su reciente aparición y su aún incipiente desarrollo. A primera vista lo anterior podría parecer insignificante, pues el Estado sigue teniendo más ganancias, sin embargo, la ausencia de mejores escenarios económicos para las empresas promoverían un creciente desinterés a la inversión en México, en contraste con otros países que manejan mejores condiciones, provocando que cada vez menos empresas e inversionistas decidan traer sus capitales a la industria nacional, y menos aún su conocimiento y experiencias probadas en otras partes de mundo. Aparentemente no sería conveniente dar más facilidades a las empresas operadores pues podría ser interpretado como una pérdida para el Estado, no obstante esto sería compensado y superado con creces por los ingresos que vendrían de una cada vez más activa industria petrolera nacional, impulsada por el capital de empresas que comiencen a operar en México al identificar el atractivo de invertir aquí y de recuperar más de lo que se encuentra en el subsuelo.

De la mano de lo anterior vendrán otros efectos que favorecerán a México, desde la disponibilidad de más dinero para invertir en la propia industria, tanto petrolera como de otros sectores, como el fortalecimiento de Pemex en los rubros de exploración y producción, así como el de refinación y proceso. Todos estos hechos brindarían a la nación mayor autonomía energética, sumado a una mayor derrama económica en el país, lo que se traduce también en más inversión local, más empleos y menos importación, es decir, ahorro de divisas. Por otra parte se generaría de una mayor certeza económica a los ojos del mundo, provocando que los entes calificadoros otorguen mejores notas a México y a su petrolera estatal, promoviendo el posible otorgamiento de mayores créditos que puedan ser utilizados para nutrir a todos los sectores de la cadena de valor del petróleo y el gas.

Este tipo de consecuencias ya se han visto en otras naciones como Noruega, que hoy por hoy posee uno de los fondos económicos nacionales más cuantiosos del mundo, derivado en su mayoría de los grandes ingresos que esta nación ha recibido por su industria petrolera a lo largo de los años que lleva activa. De la misma forma Brasil ha hecho notar el ascenso de su industria petrolera, siendo de los países más importantes de todo el continente americano, perfilándose para ser en un par de décadas

de los más influyentes a nivel mundial. No es una coincidencia que estos dos países sean grandes impulsores de los procesos de Recuperación Mejorada.

En Colombia, por ejemplo, gracias a la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada, principalmente por proyectos de inyección de geles de dispersión coloidal, Colombia ha logrado incrementar la producción de los campos en donde se han implementado estas tecnologías. Tal es el caso del campo Dina, que logró aumentar su producción de 450 bpd a casi 1,000 bpd. De la misma manera, en 2017, esta mejora tecnológica logró aumentar las reservas probadas de esta nación, contribuyendo con cerca de 73 millones de barriles de petróleo, exclusivamente por procesos de Recuperación Mejorada.

La reacción de las evaluadoras crediticias con respecto al aumento de las reservas probadas no se hizo esperar. En 2018 la calificadora de riesgos Moody's mejoró el lugar que Colombia ocupa en su *ranking*, otorgándole una mejor calificación y argumentando que este hecho fue a causa del aumento en tasa de restitución de reservas de Colombia que había llegado a 126%, además remarcó que la empresa estatal petrolera de este país, Ecopetrol, quien había realizado los proyectos de recuperación adicional, se había fortalecido generando crecimiento en áreas como la encargada de la implementación de procesos de Recuperación Secundaria y la de exploración, entre otras. El impacto de estos mejores puntajes de las calificadoras hacia las empresas es tal que le permite a éstas el solicitar tasas de intereses más bajas cuando llega el momento de solicitar algún tipo de financiamiento, una actividad recurrente y sumamente importante en el sector hidrocarburos (Bashbush Bauza, Apuntes de clase de Recuperación Mejorada, 2009).

En contraste en México, desde febrero de 2019 y hasta noviembre del mismo año, PEMEX ha sido afectado notablemente por las agencias calificadoras más importantes del mundo, dedicadas a determinar la fiabilidad crediticia de determinadas empresas y países. Estos sucesos dañan directamente a todo el país dado que la empresa estatal es una de las principales fuentes de ingreso para la nación.

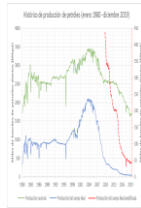
En febrero, la agencia Moody's comunicaba, de la mano de su analista para México, que la probabilidad de que PEMEX bajara su calificación, en cuanto a la evaluación del riesgo de inversión, era alta debido a que a pesar que el Gobierno Federal se había comprometido a inyectarle capital, la necesidad de inversión era aún mucho más alta. Este déficit ocasionaría que en algún momento, en los próximos

años, la deuda actual de PEMEX se eleve hasta alcanzar y rebasar el 40% del Producto Interno Bruto de México, cifras nada alentadoras. De esta manera la certeza que los inversionistas necesitan para comprometerse con Petróleos Mexicanos es muy volátil.

A inicios del mismo mes, Fitch Ratings, otra distinguida calificadora crediticia bajó la calificación de PEMEX, argumentando que la empresa tiene un flujo negativo de fondos y una muy baja inversión en los rubros de exploración y producción, además de resaltar que el hecho de que la empresa estatal dedique grandes cantidades de dinero provenientes de sus ganancias a los gastos del Estado Mexicano, pone al propio país en un predicamento, dada la inestabilidad económica de Petróleos Mexicanos. Como resultado de lo anterior PEMEX se ha visto gradualmente debilitado, una propensión que seguirá ocurriendo si no se cambia el accionar económico actual con respecto a sus ganancias. Adicionalmente la producción y las reservas de México se encuentran en una tendencia a la baja desde hace más de quince años y que esto no se revertirá a menos que se hagan fuertes inversiones para modernizar al sector.

Por último, en el mes de marzo, la calificadora Standard & Poors Global Ratings también bajó la perspectiva de calificación crediticia de PEMEX, pasando de estable a negativa. Explicó que esta determinación había surgido a partir del “deterioro de los perfiles de riesgo de negocio y financiero de la empresa que ha comprometido la recuperación de sus principales líneas de negocio”. De una manera similar a los dos organismos anteriores, hizo énfasis en que el plan de inversión actual dedicado a la empresa estatal es insuficiente para satisfacer sus necesidades. De manera adicional también calificó a México de forma negativa derivado del posible bajo crecimiento económico causado por la nueva política energética y la incertidumbre que ha causado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los combustibles fósiles son, desde hace un siglo, el sostén energético del planeta, y seguirá siendo así por varias décadas más, según la estadística y las tendencias de consumo de energía. Sin embargo, a pesar de que la demanda sigue creciendo, la oferta va a la baja por causa de la disminución de la producción de algunos de los principales campos petroleros del mundo, derivado de la despresurización natural de los yacimientos, además de que los nuevos descubrimientos representan enormes retos técnicos para su explotación comercial. En el caso particular de México, la baja en la producción de hidrocarburos es cada vez más notable, debido a la pérdida paulatina de sus campos productores más importantes, a la falta de inversión para su modernización, la ausencia importante de análisis, estudios y aplicación consistente de métodos de Recuperación Mejorada, y a la merma en el descubrimiento de nuevos proyectos. Este fenómeno se traduce en mayores importaciones, alza de precios de productos derivados y baja fiabilidad crediticia y de inversión.

A partir del análisis realizado en este trabajo **se concluye** que:

- Uno de los errores más comunes que presentan los proyectos de extracción de hidrocarburos de México y el mundo y que más consecuencias tiene, es no concebir la realización de métodos de Recuperación Mejorada como procedimientos necesarios para el óptimo desempeño de los yacimientos, desde las etapas iniciales de su vida productiva. Los métodos de Recuperación Mejorada no deben ser vistos como el último paso en el orden cronológico del desarrollo de un campo, ni se debe recurrir a ellos hasta que la energía de los yacimientos se agote.
- El uso de tecnologías especializadas en la recuperación adicional de hidrocarburos, como la Recuperación Mejorada, representa una de las mejores opciones para resolver parte del déficit de producción y de restitución de reservas de México, brindándole a la nación la seguridad energética que necesita.
- Los métodos de Recuperación Mejorada fungen como un impulso tecnológico que acrecentará el volumen de reservas probadas que México posee, aumentando el factor de recuperación de los yacimientos en donde se apliquen, ya sean maduros o nuevos descubrimientos.
- Derivado del aumento de las reservas probadas, México se posicionará como un país más confiable para invertir por parte de capitales privados, nacionales o extranjeros. Además logrará

aumentar su capacidad crediticia en las instituciones bancarias, apoyado por las buenas puntuaciones de las calificadoras mundiales dedicadas a la evaluación de la fiabilidad económica de los países. Empleando de manera adecuada estos nuevos recursos económicos se podrá modernizar cada vez más el sector y por consiguiente, beneficiar a la sociedad.

- Gracias al aumento de la producción de hidrocarburos en México, el sector energético será más autosustentable, disminuyendo la necesidad de importaciones y ahorrando las divisas gastadas en este rubro, permitiendo utilizarlas en el mejoramiento del país.
- Si México obtiene mayores ingresos derivados de los puntos anteriores, podrá invertir también en refinación y obtención de productos finales, reduciendo también las importaciones y satisfaciendo la demanda de derivados del petróleo, trayendo consigo mayor bienestar económico para la sociedad.
- Es necesario generar escenarios económicamente más atractivos para las empresas petroleras que operan en México (incluyendo a PEMEX), pues entre más y mejor participación empresarial exista en el sector, más ganancias percibirá el Estado Mexicano.
- Los incentivos otorgados a las empresas por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada son la principal herramienta que tiene el Estado para hacer más atractiva la aplicación de estos métodos.
- Existen incentivos más efectivos que otros. El mejor mecanismo para cada caso tendrá que ser determinado por el Estado, con la participación activa de los operadores, mediante análisis de sensibilidad en las contraprestaciones generadas por un contrato o asignación para la exploración y extracción de hidrocarburos en un área determinada.
- El Estado deberá ser flexible en cuanto a la reestructuración de las condiciones contractuales, incluyendo las fiscales, a las que están sometidas las empresas petroleras operadoras, para buscar el escenario que más les convengan tanto a éstas como a sí mismo.

De la misma manera, **se recomienda** que el Estado Mexicano, por medio de las instituciones correspondientes:

- Haga especial énfasis en la consolidación de los métodos de Recuperación Mejorada como un paso inicial y obligatorio para cualquier proyecto de extracción, ya sea tanto para Asignatarios

como para Contratistas, previendo así el método a utilizar, los insumos requeridos y la infraestructura necesaria, evitando costos futuros que se podrían generar por falta de planeación, además de las consecuencias físicas y técnicas que podrían sufrir los proyectos por la ausencia de estos métodos.

- Genere las bases legislativas y regulatorias adecuadas para que la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada sea atractiva y rentable para los Asignatarios y Contratistas, por medio de la generación de escenarios ganar – ganar, a través del otorgamiento de incentivos, propiciando que los planes de desarrollo presentados por los operadores presenten opciones creativas para incentivar procesos rentables de Recuperación Mejorada.
- Realice un análisis de sensibilidad de las contraprestaciones establecidas para los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en el caso de los Contratistas, y de las determinaciones referentes a las utilidades de los proyectos de exploración y extracción en el caso de los Asignatarios. Esto deberá hacerlo tomando en cuenta las variaciones en el precio del barril, para conocer sobre qué concepto impactaría de mejor manera el incentivo otorgado por la aplicación de algún método de Recuperación Mejorada.
- Esté al pendiente en todo momento de que la realización de estos procedimientos se haga con total apego a las mejores prácticas de la industria, velando siempre por los intereses nacionales en materia ecológica, económica y social.

Por otra parte, también **se recomienda** que:

- Las instituciones educativas del país deberán hacer un esfuerzo para crear conciencia en los nuevos profesionistas sobre la importancia de la aplicación de los métodos de Recuperación Mejorada en los proyectos de extracción de hidrocarburos, así como prepararlos para su diseño y administración, eliminando el erróneo precepto de su aplicación en estricto orden cronológico, y remplazándolo por uno que lo establezca como un paso inicial, presente en la planeación temprana de los mismos. Así mismo tanto las universidades como las empresas tendrán que estrechar sus lazos y trabajar en conjunto, contribuyendo así a la formación de mejores profesionistas.

Por todo lo dicho anteriormente, y de acuerdo al objetivo y a la hipótesis planteados al inicio de este trabajo y que se citan a continuación:

“Demostrar que la aplicación de Incentivos que impulsan la realización de procesos de Recuperación Mejorada en otros países ha contribuido a la mejora de su industria petrolera, permitiéndoles tener un desempeño referencial a nivel mundial. De seguir estos ejemplos, México podrá hacer crecer su industria petrolera al otorgar mejores incentivos por la aplicación de Recuperación Mejorada, ya que esto derivará en escenarios económicos más atractivos en donde todas las partes resulten beneficiadas, incluyendo tanto al Estado Mexicano como a los operadores. Así pues, los Incentivos a la Recuperación Mejorada, ayudarán a México al alcance de sus objetivos en el sector hidrocarburos, como podrían ser el aumento de las reservas de la nación, de la producción y del factor de recuperación de sus yacimientos, generando un mayor atractivo de inversión en el país y trayendo consigo un notable crecimiento económico que resultará en un mayor bienestar para la sociedad.

Se confirma que, después del análisis comparativo, se ha identificado que el otorgamiento de incentivos a las empresas titulares de los proyectos de extracción por la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada es un punto crucial y determinante que ha contribuido al crecimiento del sector petrolero de los países analizados y que de llevarse a cabo en México podría tener un comportamiento similar que traería a la nación bienestar en todos los niveles. Vale la pena realizar un análisis aún más exhaustivo con diferentes escenarios para determinar las mejores condiciones que promuevan el alcance de los objetivos de la industria petrolera nacional.

REFERENCIAS

- Martínez, P. (23 de mayo de 2019). *Colombia desbanca a Venezuela en producción de petróleo y le gana terreno en exportación de crudo*. Recuperado el 24 de octubre de 2019, de ABC Internacional: https://www.abc.es/internacional/abci-colombia-desbanca-venezuela-produccion-petroleo-y-gana-terreno-exportacion-crudo-201905230343_noticia.html
- Aadland, A., Dyrnes, O., Olsen, S. R., & Dronen, O. M. (agosto de 1994). Statfjord Field: Field and Reservoir Management Perspective. *SPE Reservoir Engineering*, 5. Recuperado el 23 de abril de 2019
- Agencia Nacional de Hidrocarburos 1. (2016). Acuerdo N° de 2016. *Definiciones*, 56. Bogotá, Colombia. Recuperado el 31 de octubre de 2019, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Asignacion%20de%20areas/Proyecto%20de%20Acuerdo%20-%20Nuevo%20Procedimiento%20de%20Asignaci%C3%B3n%20de%20%C3%81reas%201.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos 2. (31 de julio de 2019). *Áreas En Evaluación y Explotación*. Recuperado el 8 de noviembre de 2019, de Contratos y Reglamentación: <http://www.anh.gov.co/Seguimiento-a-contratos/Produccion/Paginas/Areas.aspx>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos 3. (s.f.). *Historia*. Recuperado el 28 de octubre de 2019, de ANH: Colombia: <http://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/historia>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos 4. (1 de agosto de 2018). *Resolución 336 de 2018*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 7 de noviembre de 2019, de <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Resolucion-336-de-2018-INCREMENTO-DE-FACOR-RECOBRO.pdf#search=recobro%20mejorado%20incentivos>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2. (s.f.). *Exploração e produção de óleo e gás*. Recuperado el 11 de octubre de 2019, de <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 3. (18 de octubre de 2017). *Mudanças regulatórias relacionadas ao setor de Petróleo e Gas Natural*. Recuperado el 14 de octubre de

2019, de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/mudancas-regulatorias-relacionadas-ao-setor-de-petroleo-e-gas-natural>

Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 4. (2019). *Oferta Peranente*. Recuperado el 11 de octubre de 2019, de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente>

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 5. (24 de octubre de 2017). *Os regimes de concessão e de partilha*. Recuperado el 10 de octubre de 2019, de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha>

Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 6. (3 de diciembre de 2019). *Pré-Sal Brasileiro - Potencial Além das 200 Milhas Náuticas*, 27. Brasília, Brasil. Recuperado el 17 de diciembre de 2019, de <http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/pre-sal.pdf>

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 7. (2019). *Relatório Executivo Outubro/2019*. Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica. Recuperado el octubre de 2019, de <http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/scb/2019-outubro-relatorio-executivo.pdf>

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 8. (s.f.). *Rodada Zero*. Recuperado el 11 de octubre de 2019, de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-zero>

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 9. (17 de agosto de 2016). *Royalties*. Recuperado el 14 de octubre de 2019, de <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>

Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural y Biocombustíveis 1. (8 de noviembre de 2017). *As Rodadas de Licitações*. Recuperado el 10 de octubre de 2019, de <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/as-rodadas-de-licitacoes>

Alberta Energy. (2017). *Facts and Statistics*. Recuperado el 8 de febrero de 2019, de <https://www.energy.alberta.ca/OS/AOS/Pages/FAS.aspx>

Alberta Energy Regulator 1. (2017). *Chapter 11 Table Oil Production from the Bearverhill Lake Group*. Recuperado el 16 de abril de 2019, de <https://ags.aer.ca/publications/3735.htm>

- Alberta Energy Regulator 2. (2019). *Reserves Data*. Recuperado el 16 de abril de 2019, de <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/reserves-data>
- Alberta Energy Regulator 3. (2015). *ST98-2015 Alberta's Energy Reserves 2014 and Supply/Demand Outlook 2015-2024*. Alberta Energy Regulator, ST98, Alberta, Canadá. Recuperado el 16 de abril de 2019, de <https://www.aer.ca/documents/sts/ST98/ST98-2015.pdf>
- Alberta Government 1. (2017). *Alberta Oil & Gas Industry - Quarterly Update*. Alberta, Canadá. Recuperado el 16 de abril de 2019, de https://www.albertacanada.com/files/albertacanada/OilGas_QuarterlyUpdate_Spring2017.pdf
- Alberta Government 10. (2019). *Oil sands facts and statistics*. Recuperado el 8 de agosto de 2019, de <https://www.alberta.ca/oil-sands-facts-and-statistics.aspx>
- Alberta Government 2. (2018). *Alberta Oil & Gas Industry: Quarterly Update*. Recuperado el 8 de agosto de 2019, de <https://open.alberta.ca/dataset/36e404ad-163c-47c8-95ae-e27c261530f3/resource/c45ced1d-afd9-4486-b21a-9e94706fb544/download/oilgas-quarterlyupdate-summer2018.pdf>
- Alberta Government 3. (2019). *Alberta Oil & Gas Quarterly Spring 2019*. Alberta Government, Alberta. Recuperado el 8 de agosto de 2019, de https://investalberta.ca/media/1080368/oilgas_quarterlyupdate_spring2019.pdf
- Alberta Government 4; Energy. (2009). *Alberta's Oil and Gas Tenure*. Alberta Department Energy, Alberta. Recuperado el 15 de agosto de 2019, de <https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/efeff35519535b008fa5b15c2640ec2de38a7219.pdf>
- Alberta Government 5. (2016). *Emerging Resources Royalty Regulation*, 16. Edmonton, Alberta, Canadá: Alberta Queen's Printer. Recuperado el 15 de agosto de 2019, de http://www.qp.alberta.ca/1266.cfm?page=2016_209.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779794430
- Alberta Government 6. (s.f.). Let's talk about Saskatchewan. *Let's Talk - Royalties*, 3. Recuperado el 11 de julio de 2019, de <https://open.alberta.ca/dataset/0d0b80b4-7e69-4f19-a519->

866f61ce9930/resource/2eb73407-a113-4bed-9f2b-a13e3238f2a2/download/E11-Comparator-article-on-Saskatchewan-Formatted.pdf

Alberta Government 7. (2000). *Mines and Minerals Act*, 116. Edmonton, Alberta, Canadá: Alberta Queen's Printer. Recuperado el 16 de agosto de 2019, de <http://www.qp.alberta.ca/documents/Acts/m17.pdf>

Alberta Government 8. (2018). *Oil & Gas Quarterly Update Spring 2018*. Alberta. Recuperado el 8 de agosto de 2019, de <https://open.alberta.ca/dataset/36e404ad-163c-47c8-95ae-e27c261530f3/resource/58a218f0-e820-4944-a822-d270f9ebdfc5/download/oilgas-quarterlyupdate-spring2018.pdf>

Alberta Government 9. (1 de febrero de 2019). *Oil Production*. Recuperado el 8 de febrero de 2019, de <https://economicdashboard.alberta.ca/OilProduction>

Animal Político. (29 de enero de 2019). Fitch Ratings baja calificación crediticia de Pemex; AMLO acusa a la agencia de hipócrita. *Animal Político*. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de <https://www.animalpolitico.com/2019/01/fitch-ratings-baja-calificacion-pemex/>

Animal Político. (4 de marzo de 2019). Standard & Poors baja perspectiva de calificación a Pemex a negativa por bajo desempeño de la empresa. *Animal Político*. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de <https://www.animalpolitico.com/2019/03/standard-poors-baja-calificacion-pemex-negativa/>

Asociación Colombiana del Petróleo. (16 de abril de 2018). *Informe Estadístico Petrolero Actualizado*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 15 de noviembre de 2019, de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>

Bashbush Bauza, J. L. (2009). *Apuntes de clase de Recuperación Mejorada*. Ciudad de México, México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado el 17 de junio de 2019

Bashbush Bauza, J. L. (diciembre de 2019). *Láminas de la clase de Recuperación Secundaria*. Ciudad de México, México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado el 18 de diciembre de 2019

- Becher Rosa, M., de Araujo Cavalcante, J. S., Mineiro Miyakawa, T., & Soares de Freitas, L. C. (2018). *The Giant Lula Field: World's Largest Oil Production in Ultra-Deep Water Under a Fast-Track Development(OTC-29043-MS)*, 13. Houston, Texas, EUA: Offshore Technology Conference. Recuperado el 26 de abril de 2019
- BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy*. Londres. Recuperado el 10 de octubre de 2018, de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy*. Recuperado el 8 de octubre de 2019, de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Castro Agudelo, C., & Rey Carazo, P. (30 de julio de 2004). Cronología de la contratación petrolera en Colombia. 194. Cundinamarca, Sabana Centro, Colombia. Recuperado el 31 de octubre de 2019, de <https://intellectum.unisabana.edu.co/bitstream/handle/10818/5462/129292.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Castro García, R., Maya Toro, G., Sandoval Muñoz, J., & Cohen Paternina, L. (diciembre de 2013). Colloidal dispersion gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(3), 61 - 78. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de <http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v5n3/v5n3a04.pdf>
- Castro García, R., Maya Toro, G., Sandoval Muñoz, J., & Cohen Paternina, L. (2013). *Inyección de geles de dispersión coloidal para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrica en procesos de inyección de agua*. Ecopetrol, Centro de Innovación y Tecnología, Bucaramanga, Colombia. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832013000200004&script=sci_abstract&tlng=es
- Centro Nacional de Control del Gas Natural. (29 de enero de 2018). *¿Qué hacemos?* Recuperado el 3 de agosto de 2018, de [gob.mx: https://www.gob.mx/cenagas/articulos/cenagas?idiom=es](https://www.gob.mx/cenagas/articulos/cenagas?idiom=es)
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (mayo de 2019). *Producción Nacional de Petróleo y Gas: Mayo 2018*. Recuperado el 17 de julio de 2018, de

https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Producci%C3%B3n%20nacional%20de%20petr%C3%B3leo%20y%20gas.pdf

Chetwynd, G. (26 de enero de 2015). *Upstream technology*. Recuperado el 26 de abril de 2019, de Making good on Brazil's pre-salt promise: <https://www.upstreamonline.com/upstreamtechnology/1170276/making-good-on-brazils-pre-salt-promise>

Clark, N. J. (1969). *Elements of petroleum reservoirs*. (S. o. Engineers, Ed.) Dallas, Texas, Estados Unidos de América: Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 17 de junio de 2019

Comisión Nacional de Hidrocarburos 1. (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 10. (2017). *Reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2017*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/334796/Presentaci_n__2P_y_3P_2017.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 11. (Mayo de 2018). *Reservas 2P y 3P al 1 de enero de 2018*. Recuperado el 14 de agosto de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/330627/Presentaci_n._Reservas_2P_y_3P_al_1-ene-2018_ODG._dgr-vf-ok.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 12. (2019). *Reservas de Hidrocarburos*. Recuperado el 9 de julio de 2019, de <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos 13. (s.f.). *Ronda 3. Áreas Terrestres*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de Rondas México: <https://rondasmexico.gob.mx/>

Comisión Nacional de Hidrocarburos 14. (s.f.). *Rondas México*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de [gob.mx: https://rondasmexico.gob.mx/](https://rondasmexico.gob.mx/)

Comisión Nacional de Hidrocarburos 15. (2019). *Tablero de producción de petróleo y gas*. Recuperado el 25 de mayo de 2019, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>

Comisión Nacional de Hidrocarburos 2. (2018). *Análisis de Reservas de Hidrocarburos 2P y 3P al 1 de enero de 2018*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/330628/An_lisis_de_las_Reservas_2P_y_3P_al_1-enero-2018_VFPP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 3. (s.f.). *Asociaciones de Pemex (Farmouts): Calendario CNH-A6-7 Asociaciones/2018*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de [gob.mx: https://rondasmexico.gob.mx/cnh-a-l06-2018/](https://rondasmexico.gob.mx/cnh-a-l06-2018/)

Comisión Nacional de Hidrocarburos 4. (22 de noviembre de 2018). *Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada*. México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 2 de julio de 2019, de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5544454&fecha=22/11/2018

Comisión Nacional de Hidrocarburos 5. (2015). *Proceso de dictamen y resolución de reservas probadas (1P) 2015*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/334815/Presentacion_Reservas_Probadas_1P_2015.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 6. (2019). *Regulación emitida por la CNH*. Recuperado el 1 de julio de 2019, de <https://cnh.gob.mx/regulacion/regulacion/?pnl=4830>

Comisión Nacional de Hidrocarburos 7. (mayo de 2018). *Reporte Operativo del Campo Akal, Activo de Producción Cantarell*. Recuperado el 17 de julio de 2018, de https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Reporte%20de%20Akal.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 8. (2017). *Reservas 1P al 1 de enero de 2017*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/207071/II.1_Presentaci_n_ODG_Reservas__1P_2017_P_blica.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos 9. (marzo de 2018). *Reservas 1P al 1 de enero de 2018*. Recuperado el 14 de agosto de 2018, de gov.mx: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311232/Presentacion._Reservas_1P_al_1-ene-2018_ODG_V3.2_dgr_vf.pdf

Comisión Reguladora de Energía. (10 de febrero de 2017). *Perspectivas del Sector, Precios, Reportes y Regulación. Primer Seminario Nacional Gasolinero Besco 2017*, (pág. 30). Recuperado el 4 de agosto de 2018, de http://www.cre.gob.mx/documento/PresentacionCREJSL09_02_17.pdf

Congreso de la República. (29 de diciembre de 2016). *Ley 1819 de 2016*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 7 de noviembre de 2019, de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1819_2016.html#1

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Facsimilar). (5 de febrero de 1917). Recuperado el 9 de julio de 2018, de http://www.constitucion1917.gob.mx/es/Constitucion1917/Constitucion_1917_Facsimilar

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (5 de febrero de 1917). 296. México. Recuperado el 18 de julio de 2018, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_150917.pdf

DataiFX. (3 de septiembre de 2014). *Ecopetrol y Pacific prueban otro método de recobro para desarrollo de Campo Rubiales*. Recuperado el 21 de noviembre de 2019, de <https://www.dataifx.com/noticias/ecopetrol-y-pacific-prueban-otro-m%C3%A9todo-de-recobro-para-desarrollo-de-campo-rubiales>

Dośpiał-Borysiak, K. (2017). Model of state management of petroleum sector - Case of Norway. *International Studies - Interdisciplinary Political and Cultural Journal*, 20(1), 16. Recuperado el 7 de febrero de 2019

Ecopetrol 1. (27 de noviembre de 2018). *Ecopetrol focaliza sus energías en el Upstream; Producción y Reservas se convierten en prioridad*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 11 de noviembre de 2019, de <https://www.casadebolsa.com.co/wps/wcm/connect/casadebolsa/832f86fc-1b21-4af9-8ed5->

db951475e6e5/Noviembre+2018+Ecopetrol+l+Ecopetrol+focaliza+sus+energ%C3%ADas+en+e
l+Upstream-2.pdf?MOD=AJPERES

Ecopetrol 2. (agosto de 2018). *Visión Técnica de Ecopetrol en Campos de Crudo Pesado*, 26. Bogotá, Colombia. Recuperado el 21 de noviembre de 2019, de https://acipet.com/wp-content/uploads/2018/09/OJOSE-DARIO-PARRA-.Crudos-Pesados_Visi%C3%B3n-ECOPETROL-VF.pdf

ENERGY ANALYTICS INSTITUTE (EAI). (18 de julio de 2018). *Moody's Upgrades Ecopetrol Rating*. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de NRG DASHBOARD: <https://energy-analytics-institute.org/2018/07/moodys-upgrades-ecopetrol-rating/>

Energy Information Administration. (18 de abril de 2019). *Brazil*. Recuperado el 26 de abril de 2019, de <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=BRA>

Equinor 1. (14 de junio de 2018). *Disclosing all Volve data*. Recuperado el 14 de junio de 2019, de <https://www.equinor.com/en/news/14jun2018-disclosing-volve-data.html>

Equinor 2. (2019). *Volve*. Recuperado el 7 de octubre de 2019, de <https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/volve.html>

Estrella, G. (s.f.). Pre-salt production development in Brazil. *Energy Solutions For All*, 4. Recuperado el 26 de abril de 2019, de <http://www.firstmagazine.com/DownloadSpecialistPublicationDetail.593.ashx>

Fitch Ratings. (29 de enero de 2019). *Perspectiva Negativa*. Chicago. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de <https://www.fitchratings.com/site/pr/10060977>

Formigli, J. (2007). *Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges*. Petrobras, E&P Production Engineering. Recuperado el 17 de octubre de 2019, de https://web.archive.org/web/20110114053823/http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/2007_Formigli_Miami_pre-sal.pdf

Garaicochea P., F., & Bashbush B., J. L. (s.f.). *Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*. México: División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra: Facultad de Ingeniería, UNAM. Recuperado el 23 de agosto de 2018

- Gazprom International. (s.f.). *Mar del Norte*. Recuperado el 19 de agosto de 2019, de Regiones:
<http://www.gazprom-international.com/es/operations/country/mar-del-norte>
- Gobierno de la República. (2014). *Reforma Energética*, 44. México. Recuperado el 13 de julio de 2018, de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
- González, S., & Idrobo, E. A. (11 de junio de 2003). *Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos*, 29. Bucaramanga, Santander, Colombia. Recuperado el 21 de noviembre de 2019, de
<http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v2n5/v2n5a2.pdf>
- Government of Saskatchewan. (noviembre de 2017). The Current State of Saskatchewan's Oil and Gas Industry. 34. Saskatchewan, Canadá: Saskatchewan Ministry of the Economy. Recuperado el 4 de abril de 2019, de
<http://www.cspg.org/cspg/documents/Technical/Webcasts/webcast%20slides/2017/November2017.pdf>
- Government of Saskatchewan 3. (2015). *Saskatchewan Petroleum Research Incentive (SPRI): Information for Applicants*. Saskatchewan. Recuperado el 14 de noviembre de 2018, de
http://publications.gov.sk.ca/documents/310/94552-SPRI%20information%20for%20applicants_20151120.pdf
- Government of Saskatchewan 4. (junio de 2013). Saskatchewan's active oil plays. *Saskatchewan*, 2. Recuperado el 4 de abril de 2019, de
<https://prosperitysaskatchewan.files.wordpress.com/2013/12/active-oil-plays.pdf>
- Government of Saskatchewan 5. (2018). *Saskatchewan's top oil play opportunities*. Invest, Saskatchewan, Canadá. Recuperado el 4 de abril de 2019, de
<http://publications.gov.sk.ca/documents/310/93203-Top%20Oil%20Play%20Opportunities%202017.pdf>

- Government of Saskatchewan 6. (2015). *The Petroleum Research Incentive Regulations*. Saskatchewan. Recuperado el 14 de noviembre de 2018, de <http://www.qp.gov.sk.ca/documents/English/Regulations/Regulations/F13-4R20.pdf>
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. (F. H. Poettmann, & F. I. Stalkup, Eds.) Richardson, Texas, Estados Unidos de América: Society of Petroleum Engineers. Recuperado el 22 de agosto de 2018
- Halliburton. (s.f.). *Pre-Salt*. Recuperado el 26 de abril de 2019, de <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/deepwater/deepwater-assets/brazil/pre-salt/default.html>
- Hernández, A. C. (2016). *Reporte de las actividades de analista técnico en formulación y evaluación de proyectos de extracción de hidrocarburos en campos terrestres correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda Uno*. Informe de actividades profesionales , Facultad de Ingeniería: UNAM, Ciudad de México. Recuperado el 2 de octubre de 2018, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10528/Informe.pdf?sequence=1>
- Hunter, T. (marzo de 2014). The role of regulatory frameworks and state regulation in optimising the extraction of petroleum resources: A study of Australia and Norway. (H. Gavin, Ed.) *The Extractive Industries and Society: An International Journal*, 1(1), 12. Recuperado el 7 de febrero de 2019
- Ingenium. (s.f.). *Energy Sources*. Recuperado el 2019 de agosto de 8, de Ingenium: Let's Talk Energy: <https://energy.techno-science.ca/en/energy101/oil.php>
- Lake, L. W., Schmidt, R. L., & Venuto, P. B. (enero de 1992). A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1900s. (Schlumberger, Ed.) *Oilfield Review*. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/0192/p55_61.pdf
- Ley de Hidrocarburos. (11 de agosto de 2014). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 25 de julio de 2018, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014

Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. (11 de agosto de 2014). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 1 de agosto de 2018, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355983&fecha=11/08/2014

Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. (11 de agosto de 2014). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 1 de agosto de 2018, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355987&fecha=11/08/2014

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. (11 de agosto de 2014). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 25 de julio de 2018, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355987&fecha=11/08/2014

Ley de Petróleos Mexicanos. (12 de noviembre de 2008). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 12 de julio de 2018, de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5070926&fecha=28/11/2008

Ley de Petróleos Mexicanos. (11 de agosto de 2014). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 24 de julio de 2018, de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355990&fecha=11/08/2014

Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. (16 de julio de 1992). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 9 de julio de 2018, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lopomos/LOPMOS_abro.pdf

Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. (29 de noviembre de 1958). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 12 de julio de 2018, de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lrart27_rp/LRArt27_RP_orig_29nov58_ima.pdf

Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación. (20 de diciembre de 2017). México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 14 de agosto de 2018, de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508418&fecha=20/12/2017

- López Suárez, A. (1 de agosto de 2018). *Crecen producción reservas de Ecopetrol por recobro mejorado*. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de Portafolio: <https://www.portafolio.co/ECONOMIA/CRECEN-PRODUCCION-Y-RESERVAS-DE-ECOPETROL-POR-RECOBRO-MEJORADO-519691>
- Mendoza Escamilla, V. (26 de febrero de 2019). Pemex, el mayor riesgo para la calificación de México: Moody's. *Forbes Mexico*. Recuperado el 11 de marzo de 2019, de <https://www.forbes.com.mx/pemex-el-mayor-riesgo-para-la-calificacion-de-mexico-moodys/>
- Ministério de Minas e Energia. (s.f.). *CNPE*. Recuperado el 17 de octubre de 2019, de <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>
- Ministerio de Minas y Energía 1. (26 de junio de 2003). *Decreto número 1760 de 2003*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 7 de noviembre de 2019, de http://www.anh.gov.co/la-anh/Documents/Decreto_1760_2003.pdf
- Ministerio de Minas y Energía 2. (29 de diciembre de 2017). *Decreto número 2253 de 2017, 23*. Bogotá, Colombia. Recuperado el 7 de noviembre de 2019, de https://www.anm.gov.co/sites/default/files/decreto_2253_de_2017.pdf
- Ministerio de Minas y Energía 3. (2019). *Hidrocarburos: ABC de las Reservas*. Recuperado el 24 de octubre de 2019, de Minminas: <https://www.minenergia.gov.co/abc-de-las-reservas>
- Ministerio de Minas y Energía 4. (2019). *Hidrocarburos: Reservas*. Recuperado el 24 de octubre de 2019, de Minminas: <https://www.minenergia.gov.co/reservas>
- Ministerio de Minas y Energía 5. (s.f.). *Ministerio*. Recuperado el 28 de octubre de 2019, de Minergía: <https://www.minenergia.gov.co/mision-y-vision>
- Ministry of Finance: Government of Norway. (13 de junio de 1975). *The Petroleum Taxation Act*. Noruega. Recuperado el 24 de septiembre de 2019, de Government.no: <https://www.regjeringen.no/en/topics/the-economy/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th/id497635/>
- Moczydlower, B. (s.f.). *Brazilian Pre-Salt & Libra: Overview, Initial Results & Remaining Challenges*. Petrobras. Recuperado el 17 de octubre de 2019, de

https://www.kivi.nl/uploads/media/565f1082c89da/Pre-Salt_Presentation_to_KIVI_Oct14_R2.pdf

National Energy Board Canada. (12 de marzo de 2019). *Provincial and Territorial Energy Profiles - Alberta*. Recuperado el 18 de abril de 2019, de <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/ab-eng.html?=-undefined&wbdisable=true>

NExT: Schlumberger. (2014). Time Value of Money. Recuperado el 25 de septiembre de 2018

Norwegian Petroleum Directorate 12. (2018). *Resource report - Exploration 2018*. Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger. Recuperado el 22 de abril de 2019, de <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/ressursrapport-2018/resource-report-2018-engelsk.pdf>

Norwegian Petroleum Directorate 1. (1996). *Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities*. Noruega. Recuperado el 23 de septiembre de 23, de <https://www.npd.no/en/regulations/acts/act-29-november-1996-no2.-72-relating-to-petroleum-activities/>

Norwegian Petroleum Directorate 10. (s.f.). *Norway's Petroleum History*. Recuperado el 23 de abril de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/>

Norwegian Petroleum Directorate 11. (31 de diciembre de 2018). *Resource accounts for the Norwegian Shelf at 31.12.2018*. Recuperado el 19 de septiembre de 17, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/petroleum-resources/resource-accounts/>

Norwegian Petroleum Directorate 13. (s.f.). *Statfjord*. Recuperado el 23 de abril de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/statfjord/>

Norwegian Petroleum Directorate 14. (3 de junio de 2019). *The petroleum act and the licensing system*. Recuperado el 23 de septiembre de 23, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/framework/the-petroleum-act-and-the-licensing-system/#production-licences>

- Norwegian Petroleum Directorate 15. (5 de febrero de 2019). *The petroleum tax system*. Recuperado el 24 de septiembre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/>
- Norwegian Petroleum Directorate 16. (3 de octubre de 2019). *Volve*. Recuperado el 7 de octubre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/volve/>
- Norwegian Petroleum Directorate 2. (3 de octubre de 2019). *Companies*. Recuperado el 7 de octubre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/companies-production-licence/>
- Norwegian Petroleum Directorate 3. (s.f.). *Ekofisk*. Recuperado el 23 de abril de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/ekofisk/>
- Norwegian Petroleum Directorate 4. (febrero de 2019). *Exports of Oil and Gas*. Recuperado el 8 de febrero de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>
- Norwegian Petroleum Directorate 5. (2018). *Fields*. Recuperado el 20 de septiembre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/>
- Norwegian Petroleum Directorate 6. (5 de febrero de 2019). *Fundamental regulatory principles*. Recuperado el 24 de septiembre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/framework/fundamental-regulatory-principles/>
- Norwegian Petroleum Directorate 7. (31 de diciembre de 2018). *Historical Production*. Recuperado el 17 de septiembre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/historical-production/#per-field-in-2018>
- Norwegian Petroleum Directorate 8. (octubre de 2019). *Investments and operating costs*. Recuperado el 04 de octubre de 2019, de <https://www.norskpetroleum.no/en/economy/investments-operating-costs/>
- Norwegian Petroleum Directorate 9. (3 de octubre de 2019). *Licences*. Recuperado el 7 de octubre de 2019, de Norwegian Petroleum: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/licences/>

- NS Energy. (2018). *Lula Oil Field Development*. Recuperado el 17 de octubre de 2019, de <https://www.nsenergybusiness.com/projects/lula-oil-field-development/>
- Oddone, D. (29 de junio de 2018). *Oil and Gas Industry in Brazil*. Nueva York, EUA: ANP. Recuperado el 26 de abril de 2019, de http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Decio-Oddone_American-Council_June-2018.pdf
- Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). *Población*. Recuperado el 10 de octubre de 2018, de <http://www.un.org/es/sections/issues-depth/population/index.html>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2017). *Impulsando el desempeño de la ASEA, la CNH y la CRE de México, Gobernanza de Reguladores*. Recuperado el 3 de agosto de 2018, de <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Mexico-Energy-brochure-ESP.pdf>
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Dala S.A. Recuperado el 25 de agosto de 2018
- PEMEX 1. (27 de agosto de 2013). *Historia de Petróleos Mexicanos*. Recuperado el 2018 de 7 de 9, de <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/historia-pemex.aspx>
- PEMEX 2. (28 de octubre de 2015). *Nuestro negocio*. Recuperado el 24 de julio de 2018, de Empresas Productivas Subsidiarias ¿Qué son? ¿Cómo funcionan?: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/Paginas/default.aspx>
- PEMEX 3. (2017). *Petróleos Mexicanos: Informe Anual 2016*. PEMEX. Recuperado el 9 de julio de 2018, de http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe_Anual_2016.pdf
- People With Energy. (28 de noviembre de 2018). *News*. Recuperado el 6 de septiembre de 2019, de <https://www.peoplewithenergy.co.uk/news/how-much-oil-is-left-in-the-north-sea>
- Petroleum. (2019). *Ecopetrol increased its proven reserves of hydrocarbons*. Recuperado el 29 de noviembre de 2019, de <http://petroleumag.com/ecopetrol-incremento-sus-reservas-probadas-de-hidrocarburos-a-1-727-mmbpe/>
- Portafolio. (1 de marzo de 2017). *Ecopetrol desarrolla con éxito 19 proyectos de recobro de petróleo*. Recuperado el 14 de noviembre de 2019, de

<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-desarrolla-19-proyectos-de-recobro-petrolero-503794>

Pré-sal Petróleo. (septiembre de 2019). *O pré-sal em números*. Recuperado el 17 de octubre de 2019, de <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal-em-numeros/producao-media-dos-20-maiores-produtores-do-pre-sal-em-agosto-de-2019>

Presidencia de la República 1. (7 de junio de 2013). *Aniversario de la creación de PEMEX*. Recuperado el 9 de julio de 2018, de Gob.mx: <https://www.gob.mx/presidencia/fr/articulos/aniversario-de-la-creacion-de-pemex>

Presidencia de la República 2. (11 de agosto de 2014). *Palabras del Presidente Enrique Peña Nieto, durante la Promulgación de las Leyes Secundarias de la Reforma Energética*. Recuperado el 13 de julio de 2018, de gob.mx: <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/palabras-del-presidente-enrique-pena-nieto-durante-la-promulgacion-de-las-leyes-secundarias-de-la-reforma-energetica>

Priaro, M. (s.f.). Alberta's crude oil reserves largest on Earth. *Inside Policy - The Magazine of The Macdonald-Laurier Institute*, 2. Recuperado el 18 de abril de 2019, de <https://www.macdonaldlaurier.ca/files/pdf/PRIARO%C3%94%C3%87%C3%B6inside%20policy.pdf>

Rangel Germán, E. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 22 de agosto de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf

Real Academia Española. (s.f.). *incentivo, va*. Recuperado el 9 de octubre de 2018, de <http://dle.rae.es/?id=LDqVAQA>

Rebelo Rodríguez, M., & Suslick, S. B. (20 de junio de 2009). *An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions(1)*, 15. *Terrae*. Recuperado el 26 de abril de 2018, de <https://www.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a1i.pdf>

- Reed, S. (26 de junio de 2017). El fin de los monstruos del mar del Norte. *The New York Times*. Recuperado el 9 de septiembre de 2019, de El fin de los monstruos del mar del Norte: <https://www.nytimes.com/es/2017/06/26/plataformas-petroleo-energia-rotterdam-mar-del-norte/>
- República Federativa do Brasil. (24 de septiembre de 2018). Diário Oficial Da União. (184). DF, Brasília, Brasil: Imprensa Nacional. Recuperado el 7 de marzo de 2019, de <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=24/09/2018&jornal=515&pagina=1&totalArquivos=170>
- S&P Global: Platts. (27 de agosto de 2018). Recuperado el 1 de diciembre de 2019, de Equinor targets November 2019 for Sverdrup first oil, nudges up resource estimate: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/082718-equinor-targets-november-2019-for-sverdrup-first-oil-nudges-up-resource-estimate>
- S. Dumas, G. E., Freire, E. B., S., P. R., Silva, L. S., B. Vieira, R. A., L. Bruhn, C. H., & C. Pinto, A. C. (abril de 2018). *Reservoir Management of the Campos Basin Brown Fields*, 14. Houston, Texas, EUA: Offshore Technology Conference. Recuperado el 26 de abril de 2019
- Saskatchewan Government 1. (diciembre de 2018). *Oil and Gas*. Recuperado el 10 de julio de 2019, de <http://publications.gov.sk.ca/documents/310/93219-Oil%20and%20Gas%202017.pdf>
- Saskatchewan Government 2. (22 de enero de 2019). *Oil Production*. Recuperado el 8 de febrero de 2019, de <https://dashboard.saskatchewan.ca/business-economy/business-industry-trade/oil-production>
- Schlumberger 1. (2019). *Perforación de pozos de relleno*. Recuperado el 14 de noviembre de 2019, de Oilfield Glossary: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/infill_drilling.aspx
- Schlumberger 2. (2001). *Petroleum Economics*. Merak Projects. Recuperado el 18 de septiembre de 2018
- Schlumberger 3. (2005). *The Fundamentals of Petroleum Economics*. Canadá: SIS Education. Recuperado el 21 de septiembre de 2018

- Secretaría de Energía 1. (30 de abril de 2014). *El Ejecutivo Federal presentó la propuesta de leyes secundarias de la reforma energética*. Recuperado el 20 de julio de 2018, de gov.mx: <https://www.gob.mx/sener/prensa/el-ejecutivo-federal-presento-la-propuesta-de-leyes-secundarias-de-la-reforma-energetica>
- Secretaría de Energía 2, Subsecretaría de Hidrocarburos. (marzo de 2017). *Estadísticas e Indicadores de Hidrocarburos*. Recuperado el 26 de noviembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/228027/Agenda_IEH_20170315_VP.pdf
- Secretaría de Energía 3. (s.f.). *Resultado de Ronda Cero*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55586/Documento_WEB_Ronda_CeroSSH.pdf
- Secretaría de Energía 4. (s.f.). *Ronda Cero*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf
- Secretaría de Energía 5. (17 de diciembre de 2015). *Ronda Cero y migración de contratos de PEMEX*. Recuperado el 6 de agosto de 2018, de gov.mx: <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>
- Senado de la República: Comisión de Energía. (15 de mayo de 2014). *Presentación de las iniciativas de las Leyes Secundarias de la Reforma Constitucional en Materia Energética enviadas al Senado de la República por el Poder Ejecutivo Federal*. Recuperado el 19 de julio de 2018, de http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica/presentacion.pdf
- Society of Petroleum Engineers 1. (25 de agosto de 2015). *Ekofisk field*. Recuperado el 23 de abril de 2019, de PetroWiki: https://petrowiki.org/Ekofisk_field
- Society of Petroleum Engineers 2. (2019). *Unit Conversión Factors*. Recuperado el 9 de julio de 2019, de <https://www.spe.org/industry/unit-conversion-factors.php>
- The Oil & Gas year. (8 de octubre de 2019). *Brazil Overview*. Obtenido de <https://www.theoilandgasyear.com/market/brazil/>
- The Oil & Gas Year. (2019). *Colombia Overview*. Recuperado el 24 de octubre de 2019, de <https://www.theoilandgasyear.com/market/colombia/>

- Universidad de los Andes. (2013). *Rama Ejecutiva*. Recuperado el 7 de noviembre de 2019, de Departamento de Ciencia Política: Facultad de Ciencias Sociales: <https://c-politica.uniandes.edu.co/oec/index.php?ac=re&main=1&id=1&dat=5>
- Wyatt, C. (10 de noviembre de 2015). Mineral rights in Canada. *The Mineral Corner*. Recuperado el 2 de abril de 2019, de <https://www.pipelinenews.ca/opinion/columnists/mineral-rights-in-canada-1.2102451>
- Yañez, M., Gómez de la Vega, H., Freitas, M., Semeco, K., & Agüero, M. (s.f.). Metodología de Optimización de Secuencia de Intervenciones a Pozos. 6. México: Reliability and Risk Management México SA de CV y R2M México SA de CV. Recuperado el 2 de octubre de 2018
- Zinchuk, B. (17 de mayo de 2016). How does 70 billion original oil in place sound? A look at the Bakken in Saskatchewan. *Pipeline News*. Recuperado el 4 de abril de 2019, de <https://www.pipelinenews.ca/news/local-news/how-does-70-billion-original-oil-in-place-sound-1.2249629>

NOTAS:

