

RECUPERACIÓN MEJORADA COMO MECANISMO PARA EQUILIBRAR LA MATRIZ ENERGÉTICA EN MÉXICO

Carlos Alberto ARRIETA PIMENTEL*

SUMARIO: I. *Introducción*. II. *Marco conceptual*. III. *Panorama energético mexicano*. IV. *Beneficios de la aplicación de recuperación mejorada*. V. *Contribución al balance de la matriz energética nacional*. VI. *Conclusiones*. VII. *Bibliografía*.

I. INTRODUCCIÓN

La necesidad de optimizar la manera en la que se genera y se consume la energía en el mundo se ha hecho cada vez más relevante, haciendo que una de las prioridades en la agenda de la mayoría de los gobiernos sea el buscar nuevas y mejores alternativas energéticas más amigables con el ambiente, que estén siempre disponibles a bajos costos, promoviendo la implementación de nuevos mecanismos técnicos y legislativos para alinearse con los acuerdos internacionales que tienen por objeto alcanzar las cero emisiones en el mediano y largo plazo.

Sin embargo, hoy en día la matriz de consumo energético sigue dependiendo de los hidrocarburos (petróleo y gas) en más del 50% (BP, 2021), un hecho que no cambiará en los próximos años, aun con la presencia cada vez más común de otras fuentes de energía, cuyo desarrollo seguirá demandando importantes esfuerzos y considerables inversiones. Como puede suponerse, el caso de México es coherente con la tendencia antes descrita, ya que más del 85% de su consumo energético se basa en el petróleo y en el gas (BP, 2021).

En este escenario, la industria de los hidrocarburos en México y en el mundo es un área estratégica, no solo por sostener la demanda de energía,

* Ingeniero petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (ca_arrieta_pi@hotmail.com); director de Análisis Técnico Petrolero en Fraguva Energy, S. A. de C. V. (carlos.arrieta@fraguvaenergy.com).

Con especial agradecimiento para la ingeniera Anayantzin Almanza Valdez, el maestro Gaspar Franco Hernández y el doctor José Luis Bashbush Bauza.

sino como un medio que podrá —y deberá—, a través de la generación de valor económico y tecnológico, de coadyuvar al desarrollo de una matriz energética equilibrada, que aunque no tendrá por objeto eliminar a los combustibles fósiles por completo, buscará disminuir paulatinamente (aunque a la mayor velocidad posible) su dependencia, aprovechando lo mejor de cada una de las fuentes de energía disponibles.

Lo antes descrito solo podrá lograrse en México mediante el fortalecimiento del sector petrolero, principalmente en los segmentos de exploración y extracción (*upstream*), que enfrentan áreas de oportunidad y grandes retos, como los campos maduros, los yacimientos naturalmente fracturados y los no convencionales, los proyectos en aguas profundas y ultra profundas, la ausencia de procesos de recuperación mejorada, y los yacimientos con crudos pesados y extrapesados (Franco, 2018), entre otros.

En este sentido, la aplicación de proyectos de recuperación mejorada es un área de oportunidad cuya relevancia es tal que representa una de las mejores alternativas para combatir la declinación de los campos mexicanos y, con ello, la baja en la producción nacional de petróleo, que sigue sosteniéndose en campos maduros, que a pesar de aún tener potencial extractivo, éste no podrá ser aprovechado si no se hace de manera oportuna (Bashbush, 2009: 5).

Los procesos de recuperación mejorada, aplicados en tiempo y forma, tienen la capacidad de hacer más eficiente la extracción de hidrocarburos, como se ha demostrado en otros países, implicando atractivas utilidades, que, entre muchos otros usos, podrían servir como base para trazar un futuro energético sostenible que se adecue a las necesidades de la sociedad y del medio ambiente, además de impulsar el desarrollo de las energías alternativas. Así pues, los campos maduros serían uno de los principales prospectos para la aplicación de recuperación mejorada en México —pero no los únicos—, derivado de la baja incertidumbre que presentan con respecto a los nuevos campos.

Por lo descrito anteriormente, surge la siguiente interrogante: ¿se debe impulsar la aplicación de procesos de recuperación mejorada para generar, a través de ellos, una industria petrolera más eficiente que pueda aportar valor económico útil en la inversión al desarrollo de energías alternativas y de una matriz energética equilibrada y sostenible?

Para resolver la interrogante, establecemos como hipótesis que si la aplicación de procesos de recuperación mejorada en México aumenta la producción de hidrocarburos y maximiza su factor de recuperación contribuyendo a la extracción eficiente de los recursos, generando una utilidad incremental para el Estado mexicano, entonces parte de esta utilidad podría invertirse en el desarrollo de energías alternativas para equilibrar la matriz energética de México en el mediano y largo plazo.

II. MARCO CONCEPTUAL

Como es de suponer, y como ocurre en diversos ámbitos de las ciencias y la ingeniería, la recuperación mejorada ha sido definida por diferentes autores que incluyen dentro de su definición variadas técnicas y metodologías que la conforman, de acuerdo con su visión.

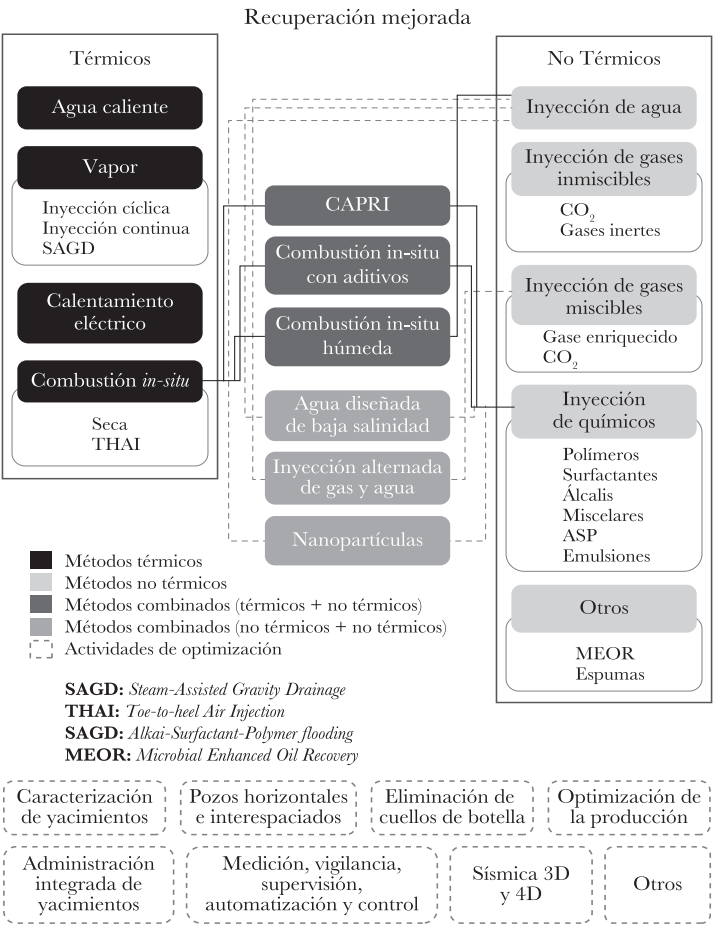
Así, para lograr un correcto entendimiento acerca de la definición de recuperación mejorada, primero habrá que decir que la extracción de hidrocarburos tradicionalmente se ha dividido en tres etapas, que en el pasado se realizaban de forma sucesiva, en orden cronológico; recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria o mejorada.

La recuperación primaria es aquella fase en la extracción en la cual los hidrocarburos se desplazan a la superficie por medio de la energía intrínseca del yacimiento que existe naturalmente, y que no se necesita ningún tipo de proceso artificial para ello (Sheng, 2011: 1 y 2). La recuperación secundaria, en cambio, es aquella en donde se inyectan fluidos, como agua o gas, con el fin de mantener la presión del yacimiento y mejorar la eficiencia de barrido en la extracción (Sheng, 2011: 2). Finalmente, está la recuperación terciaria o mejorada que, conforme a J. J. Taber *et al.* (1997), consiste en la inyección de “algo más que agua o salmuera al yacimiento” (Taber *et al.*, 1997: 189). Por su parte, Stosur *et al.* (2003) la definió como la adición de energía suplementaria, de diferentes tipos, cuando la recuperación secundaria ya no es rentable, y que puede incluir la adición de calor, la interacción química, la transferencia de masa o el cambio en las propiedades químicas de los hidrocarburos (Stosur *et al.*, 2003). Como ya se mencionó, las definiciones disponibles de recuperación mejorada son vastas y cambian y se complementan de acuerdo con el autor que las postula. Incluso, en algunos casos la recuperación mejorada funge como un elemento complementario a otro conjunto de técnicas y metodologías que también están enfocadas a la maximización del factor de recuperación (FR), y que se llevan a cabo en diferentes niveles de las operaciones petroleras (por ejemplo, la correcta caracterización de los yacimientos, la perforación interespaciada, la perforación horizontal (Sheng, 2011: 3), y el levantamiento de sísmica 3D y 4D, entre otros.). A esta gran clasificación se le conoce comúnmente como recuperación avanzada (Bashbush, 2009: 15).

Sin embargo, y a pesar de las definiciones antes expuestas, al analizar cada una de las técnicas mencionadas, incluyendo la recuperación secundaria y las demás que se llevan a cabo en los diferentes niveles operativos, como las reparaciones a pozos o la perforación horizontal, se llega a concluir que todas éstas comparten el mismo objetivo; maximizar la recuperación de hidrocarburos y hacer más eficiente su extracción de manera rentable (Bashbush, 2009: 16). Por lo anterior, y para los fines del presente trabajo,

se integrarán todos estos elementos dentro de una definición global de recuperación mejorada, incluyendo a la recuperación secundaria (Arrieta, 2020: 42) (véase la figura 1).

FIGURA 1. RECUPERACIÓN MEJORADA Y LOS MÉTODOS QUE LA CONFORMAN



FUENTE: modificada de Arrieta Pimentel, Carlos Alberto, “Análisis comparativo de los esquemas regulatorios para el impulso de procesos de recuperación mejorada en México”, México, UNAM, 2020; y con el apoyo del doctor José Luis Bashbush Bauza.

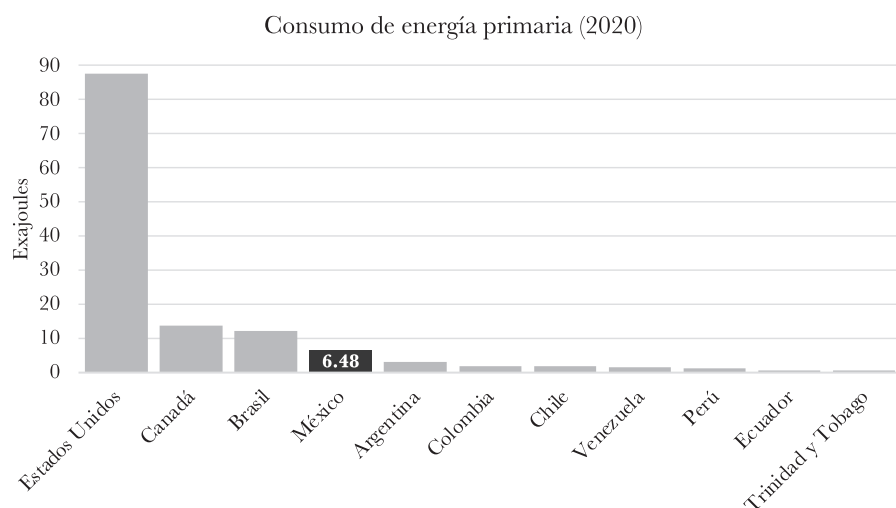
Por otra parte, se define el concepto de campo maduro de petróleo que, de manera análoga al caso de la recuperación mejorada también ha sido descrito de diferentes maneras.

En primera instancia, dentro del concepto de campos maduros se han clasificado a los campos que ya han alcanzado su pico de producción; también aquellos que han comenzado su etapa de declinación o los campos que han alcanzado su límite económico posterior a los esfuerzos realizados en la recuperación primaria y secundaria (Babadagli, 2007: 222). Algunas otras publicaciones, como *Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity*, mencionan que son los campos que han producido más del 50% de sus reservas 2P (probadas + probables), mientras que otros los definen como aquellos que tienen más de veinticinco años en producción (Parshall, 2012: 52).

III. PANORAMA ENERGÉTICO MEXICANO

De acuerdo con el reporte 2021 del Statistical Review of World Energy de la empresa de energía BP, México tuvo un consumo total de 6.48 Exajoules (EJ) de energía primaria en 2020 siendo el más bajo del sector Norteamérica, compuesto por solo tres países. Estados Unidos (87.79 EJ), Canadá (13.63 EJ) y México (BP, 2021). En contraste, si se compara esta cifra con el consumo de los ocho países con más consumo de la región de Centro y Sudamérica (Brasil, Argentina, Colombia, Chile, Venezuela, Perú, Ecuador y Trinidad y Tobago), México tuvo el segundo mayor consumo (BP, 2021), sólo por debajo de Brasil, que tuvo uno de 12.01 EJ (véase la figura 2).

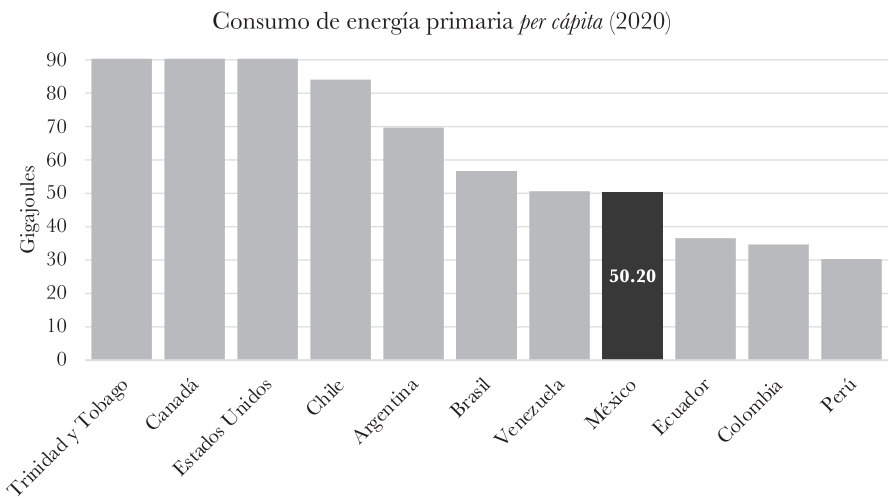
FIGURA 2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
EN NORTEAMÉRICA Y CENTRO Y SUDAMÉRICA



FUENTE: BP Statistical Review of World Energy, 2021.

En el análisis per cápita, México se encontró en el tercer lugar de la región Norteamérica, con un consumo de 50.2 Gigajoules (GJ) por persona (BP, 2021), y, en contraste con el análisis por país, al compararlo con el consumo per cápita de los ocho países de la región de Centro y Sudamérica, ya mencionados, México se encuentra localizado en el sexto lugar, superado por Trinidad y Tobago, Chile, Argentina, Brasil y Venezuela (BP, 2021) (véase la figura 3).

FIGURA 3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
PER CÁPITA EN NORTEAMÉRICA
Y CENTRO Y SUDAMÉRICA



FUENTE: BP *Statistical Review of World Energy*, 2021.

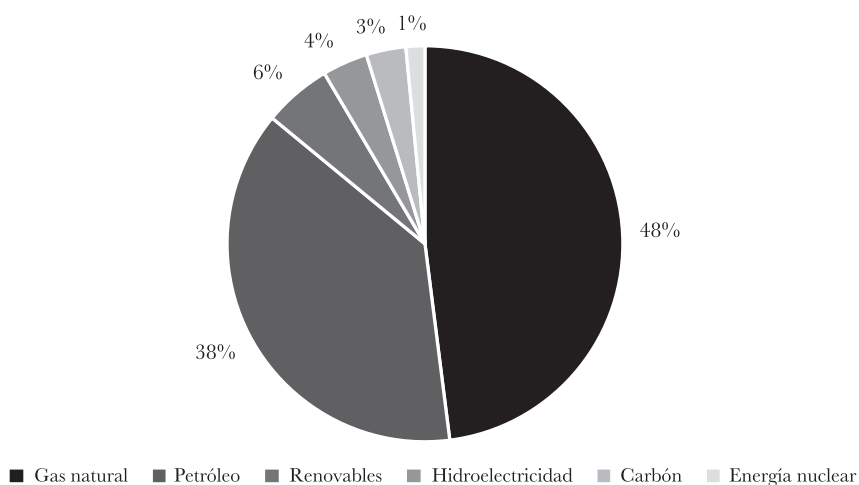
Ahora, es pertinente definir a la energía primaria con el fin de dar pie a la definición de conceptos subsecuentes. Ésta puede definirse como “la energía que se incorpora directamente de los recursos naturales, antes de ser convertida o transformada para su uso” (Cleveland *et al.*, 2015).

En México, la matriz de consumo energético está conformada por diferentes tipos de energía primaria; por ejemplo, la energía proveniente del petróleo, la del gas natural, la del carbón, la de la energía nuclear, la de la hidroelectricidad y la que proviene de fuentes renovables (BP, 2021); sin embargo, es importante mencionar que la contribución de cada una de ellas no es para nada balanceada, ya que existe una notable diferencia en-

tre la aportación de las llamadas energías fósiles y las otras fuentes, como se muestra en la figura 4.

FIGURA 4. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN MÉXICO (2020)

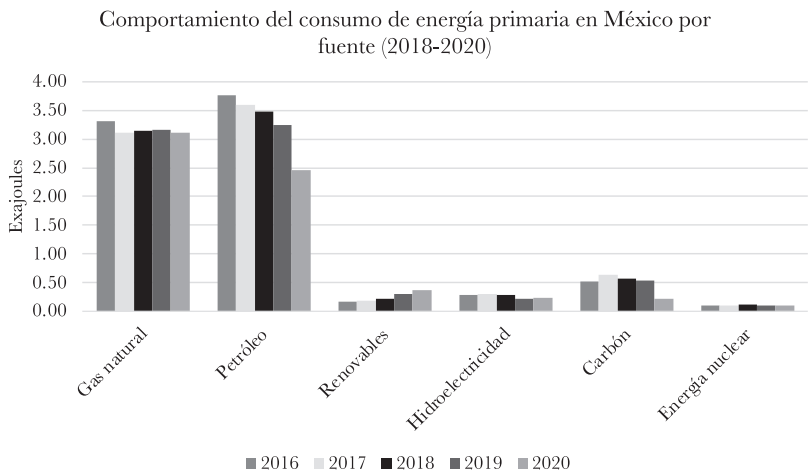
Consumo de energía primaria en México por fuente (2020)



FUENTE: *BP Statistical Review of World Energy*, 2021.

Como se puede apreciar en la figura 4, el petróleo y el gas en México representaron en 2020 más del 80% (48% y 38%, respectivamente) de la matriz de consumo de energía primaria. En la figura 5 se puede observar que el consumo de gas natural ha permanecido estable desde 2016, y, en contraste, el consumo de petróleo experimenta una tendencia a la baja, teniendo una disminución sustancial en 2020, probablemente como consecuencia de la pandemia causada por la enfermedad Covid-19.

FIGURA 5. COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN MÉXICO (2018-2020)



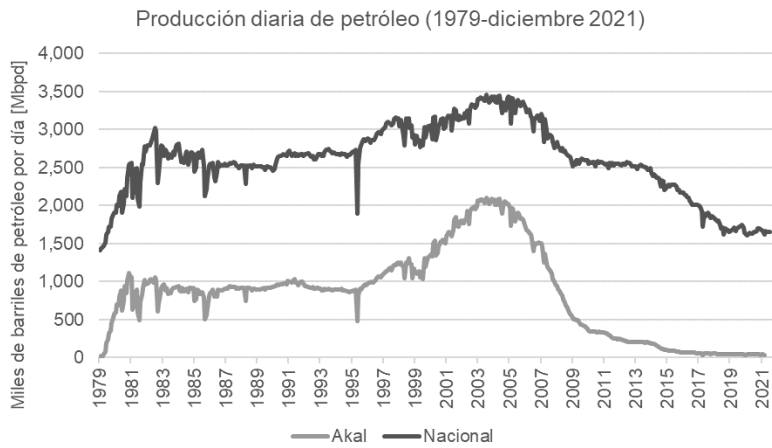
FUENTE: *BP Statistical Review of World Energy*, 2018, 2019, 2020 y 2021

Bajo este contexto, resulta necesario revisar ahora el caso de las energías renovables, ya que consisten en el siguiente grupo de interés dentro de la matriz energética de México. Éstas (sin contar la hidroelectricidad) apenas aportaron el 6%, ocupando, en grupo, el tercer lugar como las fuentes energéticas más usadas en el país. Sin embargo, en contraste con el caso del petróleo, el consumo de estas energías se encuentra en una tendencia al alza, lo que ilustra su desarrollo actual, aunque a una baja velocidad (en la figura 5 se puede apreciar la diferencia en el comportamiento del consumo de energía dependiendo de su fuente; por un lado, con los años, el consumo de petróleo va a la baja, mientras que el de las energías renovables incrementa).

A pesar de la fuerte dependencia energética hacia los hidrocarburos, la producción de petróleo ha experimentado una tendencia constante a la baja a causa de la declinación natural de los campos que por muchos años han sostenido a la producción nacional, así como al bajo éxito de exploración en el país. Uno de los ejemplos emblemáticos sobre la declinación de los campos es el caso del campo Akal, parte del complejo Cantarell, ubicado en Campeche, y que fuera uno de los cien más importantes del mundo (Romo, 2015: 143). En diciembre de 2003, Akal alcanzó su pico de producción con cerca de 2.1 millones de barriles por día (MMbpd) —lo que significó aportar el 60.9% de la producción total nacional en ese momento (CNH, 2022)—, y en 2004 comenzó su declinación, que lo ha llevado a producir, a diciembre

2021, 31 mil barriles por día (Mbpd), es decir, apenas el 1.5% de su máxima contribución histórica (CNH, 2022) (ver figura 6).

FIGURA 6. PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO
(1979-DICIEMBRE DE 2021)



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El caso de Akal es sólo uno de tantos en los que la declinación natural de los campos petroleros impacta a la producción de México, siendo éste un efecto que seguirá ocurriendo. En 2018, entre el 40% y el 70% de la producción nacional de petróleo provenía de campos maduros (Santamaria, 2018: 56).

Además de la declinación de los campos, por lo menos hasta 2019, el 63% de toda la producción acumulada de México había venido únicamente de doce campos petroleros que concentraban el 29.8% de las reservas 3P del país (probadas + probables + posibles), con al menos el 10% de probabilidad de ser recuperadas (SPE, 2018) y que promediaban, en su conjunto, un factor de recuperación de 38% (Villanueva, 2019; 59). En contraste, el resto de los 425 campos de México apenas habían aportado el remanente 36.9% de la producción acumulada, concentrando el 70.2% de las reservas 3P y promediando un factor de recuperación de 9.4% en conjunto en promedio (Villanueva, 2019: 59) (en la tabla 1 se presenta la distribución de los factores de recuperación, tanto para los doce principales campos petroleros de México como para los 425 restantes).

TABLA 1. CAMPOS PETROLEROS EN MÉXICO

<i>Campos</i>	<i>Producción acumulada</i>		<i>Reservas 3P</i>		<i>Factor de recuperación</i>
	[MMMbbls]	[%]	[MMMbbls]	[%]	
12 principales	28.7	63.1%	75.6	29.8%	38.0%
Resto (425)	16.8	36.9%	178.3	70.2%	9.4%
Total nacional	45.5	100%	253.9	100%	17.9%

NOTA: “MMMbbls” significa miles de millones de barriles.
FUENTE: Modificada de Villanueva Ibarra, Mauro Miguel, *Potencial de México para la implementación de técnicas de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación*, p. 59.

Como se puede inferir a partir de los datos presentados en la tabla 1, el potencial que tienen estos 425 campos restantes es muy importante, pues, como se observa en la tabla 1, casi tres cuartos del petróleo de México aún está disponible para su extracción. Es menester destacar que el volumen antes referido consiste en reservas 3P, que a pesar de que existe probabilidad para su extracción, ésta es la más baja. Para que existan mayores posibilidades de extraer estas reservas, primero será necesario migrarlas a reservas probadas, y esto sólo será posible impulsando la recuperación mejorada a través de mayor investigación (Bashbush, 2018: 1), apoyando el desarrollo tecnológico, aminorando los costos, mitigando los riesgos y creando bases legislativas y regulatorias sólidas, así como instituyendo estímulos fiscales que faciliten la eficiente extracción de los recursos petroleros (Arrieta, 2020: 153-156), con especial atención en los campos maduros del país.

En este panorama, los métodos de recuperación mejorada representan una gran oportunidad para contrarrestar el declive de la producción nacional; sin embargo, éste no es el único beneficio que su aplicación traería a la industria petrolera y a la nación, lo que se comentará líneas más adelante. Es importante enfatizar que, para los fines de esta investigación, el concepto de recuperación mejorada incluye todas aquellas actividades enfocadas a maximizar la recuperación de hidrocarburos y hacer más eficiente su extracción de manera rentable, incluyendo a la recuperación secundaria.

IV. BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La aplicación de métodos de recuperación mejorada no es una práctica reciente, ya que desde hace más de cien años la inyección de gas (aire y gas

natural) ya era utilizada para restaurar la presión de los yacimientos petroleros y, posteriormente, en 1928, para el mantenimiento de ésta (Taber *et al.*, 1997: 1). De manera similar, desde 1921 la inyección de agua ya era legal en Pensilvania, aunque ésta ya se realizaba incluso desde algún tiempo antes (Taber *et al.*, 1997: 1). A partir de esos años, los avances tecnológicos y las nuevas prácticas en la extracción han permitido un amplio desarrollo de estas tecnologías, haciendo que hoy en día haya diferentes métodos de recuperación mejorada que han sido clasificados de acuerdo con su principio de funcionamiento; por ejemplo, los métodos mecánicos, térmicos, químicos, combinados e incluso microbianos (véase tabla 1).

Con el paso de las décadas, los métodos de recuperación mejorada han ido formándose una reputación sobresaliente, por ser herramientas útiles para incrementar significativamente el factor de recuperación de los campos petroleros (Bashbush *et al.*, 2018: 2), generando que cada vez más operadores los contemplen en sus proyectos, idealmente desde el inicio de sus vidas productivas y no siguiendo el orden cronológico tradicional obsoleto (Bashbush, 2009: 17) para el desarrollo de un campo.

A pesar de que hoy en día diferentes países en el mundo poseen procesos de recuperación mejorada, históricamente éstos han estado concentrados en Norteamérica (McGlade *et al.*, 2018), más específicamente en Estados Unidos y Canadá, que en 1990 aportaban más de la mitad de la producción total proveniente de recuperación mejorada (Rangel, 2012: 12). En la actualidad, países como Malasia, los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Arabia Saudita, India, Colombia, Ecuador y Omán (McGlade *et al.*, 2018) desarrollan actividades relacionadas con estas metodologías, incluyendo la aplicación de pruebas piloto, con el objetivo de validar la factibilidad de su aplicación extendida. Lo anterior ha derivado en que el balance de aplicación mundial de métodos de recuperación mejorada baje de 75% de concentración en la región Norteamérica en 2013, al 40% en 2018 (McGlade *et al.*, 2018). En México, la aplicación de procesos de recuperación mejorada (excluyendo a los procesos de recuperación secundaria) es esencialmente inexistente (Bashbush, 2009: 18).

Este efecto de expansión internacional no es coincidencia, ya que obedece a los múltiples beneficios que la recuperación mejorada genera a los proyectos donde se aplica a tiempo y correctamente. En primera instancia, se ha demostrado que la aplicación de estos métodos logra aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos. Este factor se expresa como un porcentaje, e indica la porción del volumen original de hidrocarburos existente en el yacimiento que se logró extraer al final de su vida productiva o en un momento específico en el que se analice. Generalmente, un yacimiento petrolero que produce por medio de recuperación primaria y secundaria rara vez llega a

superar el 35% de factor de recuperación (Total, 2017); dicho en otras palabras, por lo menos el 65% de los hidrocarburos originales permanecen en el subsuelo. Cuando un método de recuperación mejorada es aplicado, este factor de recuperación ha logrado aumentarse hasta en 15% (Total, 2017), llegando, en algunos casos, a alcanzar valores totales por encima del 60% (McGlade *et al.*, 2018) (base + incremental), por ejemplo, el campo Prudhoe Bay en Alaska, que es una de las mejores referencias sobre el enorme impacto positivo de la recuperación mejorada. Este campo comenzó su producción en 1977 (SPE, 2015) (casi al mismo tiempo que el complejo de producción Cantarell), y se le han aplicado diversas técnicas de recuperación adicional, como lo son la perforación de pozos interespaciados y pozos horizontales en más de una ocasión (SPE, 2015), reciclaje de gas producido, inyección de agua y la inyección alternada de gas miscible y agua (Trasher, 2016: 2).

A pesar de que la aplicación de recuperación mejorada también implicará un aumento en las inversiones, en los costos operativos y en los riesgos, los ingresos petroleros también aumentarán de manera significativa, de la mano del aumento en los factores de recuperación de los yacimientos y el incremento del volumen de hidrocarburos extraídos en el tiempo. Por lo anterior, al aumentar los ingresos, también aumentará la recaudación del Estado mexicano (Bashbush, 2018: 1) vía regalías, impuestos, pago de derechos y contraprestaciones, siendo éste uno de los beneficios más importantes. Por si fuera poco, la aplicación de recuperación mejorada logrará aumentar la probabilidad de la extracción de los hidrocarburos de México, incorporando reservas a la nación, lo que a su vez generará un mayor atractivo a la inversión, más y mejores ofertas crediticias, mejores puntajes de las empresas calificadoras internacionales, etcétera, sin mencionar la generación de una mayor certidumbre energética en los años venideros, no sólo en cuanto a disponibilidad de hidrocarburos, sino con la posibilidad de que por medio del aprovechamiento de los ingresos generados se puedan desarrollar energías alternativas que en el futuro logren balancear la matriz energética de México.

Como se puede observar, la aplicación de estos mecanismos de recuperación adicional hará un efecto dominó de beneficios que derivarán en mayor estabilidad para el Estado mexicano y, por supuesto, mayor bienestar para la sociedad mexicana.

V. CONTRIBUCIÓN AL BALANCE DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

Los métodos de recuperación mejorada aplicados a tiempo y correctamente pueden incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos hasta en 15%

(total, 2017), siendo éste un escenario optimista. Sin embargo, la industria petrolera se distingue por la gran incertidumbre de sus proyectos debido a factores geológicos, tecnológicos, climáticos, económicos, políticos, e incluso de salud, como se vio en 2020 con la pandemia causada por la enfermedad Covid-19. Por lo anterior, los proyectos petroleros son analizados con escenarios probabilísticos y validados en simuladores con modelos de sensibilidad a las variables con mayor influencia; por ejemplo, el precio del barril de petróleo, cuyas fluctuaciones en el tiempo son constantes y en ocasiones abruptas.

Se realizó un análisis retomando la información presentada en la tabla 1, contemplando tres escenarios (bajo, medio y alto) de incremento al factor de recuperación, aumentándolo en 2%, 7% y 15%, respectivamente, con el fin de analizar cuál sería la posible producción incremental de petróleo, tanto de los doce principales campos como de los 425 campos restantes. Asimismo, se calculó con el precio de barril actual de la mezcla mexicana de exportación (Pemex, 2022) (al 25 de enero de 2022 de 81.02 dólares por barril), el ingreso incremental por la aplicación de recuperación mejorada.

Los resultados se presentan en las tablas 2, 3, 4 y 5.

TABLA 2. FACTOR DE RECUPERACIÓN
APLICANDO RECUPERACIÓN MEJORADA
(DOCE CAMPOS PRINCIPALES)

<i>Escenario</i>	<i>Incremento al factor de recuperación</i>	<i>Producción acumulada</i>	<i>Producción incremental</i>	<i>Factor de Recuperación</i>
		[MMMbbls]	[MMMbbls]	[%]
Base	-	28.7	-	38.0%
Bajo	2%	30.2	1.5	40.0%
Medio	7%	34.0	5.3	45.0%
Alto	15%	40.0	11.3	53.0%

NOTA: datos de producción en miles de millones de barriles (MMMbbls).
FUENTE: elaboración propia, con datos para el caso base de Villanueva Ibarra, Mauro Miguel, *op. cit.*, p. 59.

TABLA 3. INGRESOS CON RECUPERACIÓN MEJORADA (DOCE CAMPOS PRINCIPALES)

<i>Escenario</i>	<i>Incremento al factor de recuperación</i>	<i>Producción incremental</i>	<i>Ingresos incrementales</i>
		[MMMbbls]	[MMMUSD]
Base	-	-	0.00
Bajo	2%	1.5	122.50
Medio	7%	5.3	428.76
Alto	15%	11.3	918.77

NOTA: Datos de producción en miles de millones de barriles (MMMbbls). Ingresos en miles de millones de dólares estadounidenses (MMMUSD).
FUENTE: elaboración propia.

TABLA 4. FACTOR DE RECUPERACIÓN APLICANDO RECUPERACIÓN MEJORADA (425 CAMPOS)

<i>Escenario</i>	<i>Incremento al factor de recuperación</i>	<i>Producción acumulada</i>	<i>Producción incremental</i>	<i>Factor de Recuperación</i>
		[MMMbbls]	[MMMbbls]	[%]
Base	-	16.8	-	9.4%
Bajo	2%	20.4	3.6	11.4%
Medio	7%	29.3	12.5	16.4%
Alto	15%	43.5	26.7	24.4%

NOTA: Datos de producción en miles de millones de barriles (MMMbbls).
FUENTE: elaboración propia, con datos para el caso base de Villanueva Ibarra, Mauro Miguel, *op. cit.*, p. 59.

TABLA 5. INGRESOS CON RECUPERACIÓN MEJORADA (DOCE CAMPOS PRINCIPALES)

<i>Escenario</i>	<i>Incremento al factor de recuperación</i>	<i>Producción incremental</i>	<i>Ingresos incrementales</i>
		MMMbls	MMMUSD
Base	-	-	0.00
Bajo	2%	3.6	288.92
Medio	7%	12.5	1,011.21
Alto	15%	26.7	2,166.88

NOTA: Datos de producción en miles de millones de barriles (MMMbls). Ingresos en miles de millones de dólares estadounidenses (MMMUSD).
FUENTE: elaboración propia.

En las tablas anteriores se puede observar que la producción incremental es sustancial, de la misma manera que los ingresos asociados. Este efecto es más pronunciado en los 425 campos, debido a la cantidad de reservas 3P que éstos representan con respecto a los doce campos principales.

A partir del análisis se puede entrever que la derrama económica adicional generada por la aplicación de recuperación mejorada es bastante significativa, aun en el escenario bajo. A pesar de que estos ingresos deberán subsanar las inversiones adicionales que genere la aplicación de los métodos, así como gastos operativos y la contraprestación —en especie o efectivo al contratista, en el caso de contratos, por ejemplo— el remanente correspondiente al Estado seguirá siendo relevante y podrá destinarse a los efectos que se dispongan en conveniencia del bienestar común.

Cabe resaltar que estos ingresos serían generados a través de los años, durante la vida productiva de los campos en cuestión, y no representan un ingreso espontáneo en un año o un periodo específico. Adicionalmente, este análisis se lleva a cabo con fines representativos, en el entendido de que la aplicación de un método de recuperación mejorada merece un análisis más minucioso, y puede ser o no viable de acuerdo con las condiciones técnicas y de mercado para cada caso en particular.

El reporte financiero global de energías renovables de la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency, IRENA), en su reporte más reciente de 2020, estipula que la energía renovable en el mundo alcanzó una inversión anual de 322 mil millones de dólares

en 2018 (IRENA, 2020), indicando que para asegurar el cumplimiento de las metas con respecto a la mitigación del cambio climático esta inversión anual tendría que triplicarse para 2050, con una cifra de 800 mil millones de dólares (IRENA, 2020).

En cuanto a la inversión reportada para el periodo 2013-2018, el sector privado se mantuvo siendo el principal proveedor con el 86% del aporte, dejando el 14% restante para el financiamiento público, vía instituciones de desarrollo financiero (IRENA, 2020). En el mismo periodo la región americana, compuesta por los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) —incluyendo Canadá, Chile, México y Estados Unidos—, recibió el 18% de las inversiones en energías renovables (IRENA, 2020).

De acuerdo con los datos de IRENA, en 2019 las energías renovables en México recibieron inversiones públicas por un monto de 197 millones de dólares, distribuidos en nueve proyectos, en contraste con 2018, cuando se recibieron 378 millones de dólares en dieciséis proyectos (IRENA, 2020).

Revisando, por ejemplo, el escenario medio de la tabla 5 para los 425 campos, con un aumento en el factor de recuperación del 7% —una cifra asequible tomando en cuenta que tienen en promedio apenas el 9.4%— la derrama económica sería de poco más de un billón de dólares, durante toda la vida productiva de esos campos. Si se toma en cuenta, por ejemplo, la duración de uno de los contratos licitados en la Ronda 1, licitación tres para la extracción, y suponiendo que estos ingresos pudieran estar distribuidos en toda la vigencia contractual (de veinticinco años), se tendrían ingresos incrementales anuales de más de 40 mil millones de dólares, aproximadamente.

VI. CONCLUSIONES

La recuperación mejorada es una alternativa viable y mundialmente probada para maximizar el factor de recuperación final de los campos; asimismo, se ha posicionado como una herramienta de impulso para mejorar la industria petrolera del país en donde se aplica, ya que trae consigo inversiones, desarrollo y bienestar. Diversos países en el mundo han documentado este efecto y tal ha sido su experiencia con la aplicación de estos métodos que han generado las bases regulatorias necesarias para promover su uso, con el impulso de un fortalecido organismo regulador (Bashbush, 2018: 11). En el caso de México, para lograr la aplicación de recuperación mejorada hará falta seguir este ejemplo continuando la mejora regulatoria en la materia (Arrieta, 2020: 153-156).

A partir del análisis realizado y valorando los ingresos adicionales generados por la aplicación de recuperación mejorada en México, se presume viable el aprovechamiento de la recuperación mejorada, y los recursos generados a través de ella, como instrumentos para la cimentación de una matriz energética balanceada. Lo anterior se puede lograr mediante el establecimiento de un plan de administración de estos recursos que, aunados a los aportes destinados a este rubro por parte del Estado mexicano como parte de su presupuesto anual y demás inversiones externas, permitirán impulsar la investigación, el desarrollo y la implementación de energías alternativas que sean coherentes con las necesidades de la sociedad y el medio ambiente, incrementando las inversiones mencionadas anteriormente para los años 2018 y 2019 y estableciendo un punto de partida para alcanzar las metas energéticas de México.

Es un hecho la necesidad de mejorar la forma en la que se genera y se consume la energía en el mundo; sin embargo, hoy en día sería imposible descartar a los hidrocarburos como fuente principal, sustituyéndolos en su totalidad por energías alternativas. En cambio, a partir de este análisis, encuentro que las energías fósiles tendrán que comenzarse a ver como un móvil para lograr los objetivos energéticos y medioambientales a largo plazo, aportando no sólo la energía que seguirá moviendo al mundo, sino los medios económicos y las oportunidades para el desarrollo de un futuro sostenible. La recuperación mejorada es un factor fundamental para la mejora del sector hidrocarburos, e indirectamente para el balance a futuro de la matriz energética nacional, por lo que mi consideración final es que se trabaje en su impulso, desde el ámbito académico hasta el regulatorio.

VII. BIBLIOGRAFÍA

- ARRIETA PIMENTEL, C. A., 2020, *Análisis comparativo de los esquemas regulatorios para el impulso de procesos de Recuperación Mejorada en México*, Tesis, México, Universidad Nacional Autónoma de México, disponible en: <http://132.248.9.195/ptd2020/marzo/0801488/Index.html>.
- BABADAGLI, T., 2007, "Development of mature oil fields - A review", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, núm. 57.
- BASHBUSH BAUZA, J. L. et al., 2018, "Adapting fiscal regimes to entice operators to implement EOR schemes", *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Trinidad y Tobago.
- BASHBUSH BAUZA, J. L., 2009, *Apuntes de recuperación mejorada de hidrocarburos*, México, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

- BP, 2021, *Statistical Review of World Energy* 70ma edición, Reino Unido, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>.
- BP, 2020, *Statistical Review of World Energy* 69ma edición, Reino Unido, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.
- BP, 2019, *Statistical Review of World Energy* 68ma edición, Reino Unido, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>.
- BP 2018, *Statistical Review of World Energy* 67ma edición, Reino Unido, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>.
- CLEVELAND, C. y MORRIS, C. (eds.), *Dictionary of Energy*, 2015, Elsevier, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/primary-energy-consumption>.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, “Tablero de producción de petróleo y gas”, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, México, consultado el 15 de octubre de 2021, disponible en: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>.
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, *Ponencia 6° Seminario de Hidrocarburos: Campos Maduros en México (26/noviembre/2018)*. (Archivo de video). YouTube. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=N.NixHgvHv4&t=1750s>.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2020, “Public investment trends in renewables”, consultado el 24 de octubre de 2021, disponible en: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Finance-and-Investment/Renewable-Energy-Finance-Flows>.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY Y CLIMATE POLICY INITIATIVE, 2020, *Global landscape of renewable energy finance 2020*, Abu Dabi, International Renewable Energy Agency, disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_CPI_Global_finance_2020.pdf.
- MCGLADE, C., SONDAK, G., y HAN, M., 2018, “Whatever happened to enhanced oil recovery?”, *International Energy Agency*, noviembre, París, disponible en: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>.
- PARSHALL, J. (ed.), 2012, “Mature fields hold big expansion opportunity”, *Journal Petroleum Technology*, núm. 10, vol. 64.
- PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX), “Precios”, México, consultado el 25 de enero de 2022, disponible en: <https://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>.
- RANGEL GERMÁN, E. (coord.), 2012, “El futuro de la producción de aceite en México: recuperación avanzada y mejorada”, *IOR-EOR*, Comisión Na-

- cional de Hidrocarburos, México, disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf.
- ROMO, D., 2015, “El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana”, *Revista Problemas del Desarrollo*, octubre-diciembre, núm.46, vol. 183.
- SANTAMARÍA GUZMÁN, C., 2018, “Recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de dióxido de carbono antropogénico”, *Petroquímex*, julio-agosto.
- SHENG, J. J., 2011, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice*, Reino Unido, Elsevier Inc.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, *et al.*, “Petroleum Resources Management System”, junio de 2018, disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/?aliId=eyJpIjoiNWQyNW9UTVdWZERzSkR4KyIsInQiOiJPaTltTFpIZ0FjU0l0MHBwZWw1Z4NGxmPT0ifQ%253D%253D>.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, “Prudhoe Bay field”, *PetroWiki*, 16 de julio de 2015, consultado el 17 de septiembre de 2021, disponible en: https://petrowiki.spe.org/Prudhoe_Bay_field.
- STOSUR, G. J. *et al.*, 2003, “The alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective communication requires a definition of terms”, *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, Kuala Lumpur, Malaysia, disponible en: <https://onepetro.org/SPEAPIOR/proceedings/03IIORC/All-03IIORC/SPE-84908-MS/138031>.
- TABER, J. J., *et al.*, 1997, “EOR screening criteria revisited – Part 1: Introduction to screening criterio and enhanced recovery field projects”, *SPE Reservoir Engineering*, núm.3, vol. 12, pp. 189-198, disponible en: <https://onepetro.org/RE/article/12/03/189/107969/EOR-Screening-Criteria-Revisited-Part-1>.
- TOTAL ENERGIES, 2017, “Mature fields”, disponible en: http://www.ep.total.com/sites/g/files/wompnd1021/f/atoms/files/07_mature_fields_en.pdf.
- THRASHER, D., *et al.*, 2016, “Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska”, *Society of Petroleum Engineers*, abril.
- VILLANUEVA IBARRA, M. M., 2019, *Potencial de México para la implementación de técnicas de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación*, México, UNAM, disponible en: <http://132.248.9.195/ptd2019/diciembre/0798903/Index.html>.