



UNIVERSIDAD MICHUACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES
ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

MAESTRÍA EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

**EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA
MUNDIAL EN EL SECTOR UPSTREAM: UN ANÁLISIS A TRAVÉS DE
MÉTODOS NO PARAMÉTRICOS, 2008-2017**

TESIS
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

PRESENTA:

JUAN JOSÉ ORTÍZ VILLEGAS

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JORGE VÍCTOR ALCARAZ VERA

Morelia, Michoacán, Agosto 2020.

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

CARTA DE ORIGINALIDAD

A QUIEN CORRESPONDA. –

Por este medio se hace constar que el trabajo de tesis titulado **“EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL EN EL SECTOR UPSTREAM: UN ANÁLISIS A TRAVÉS DE MÉTODOS NO PARAMÉTRICOS, 2008-2017”** realizado por el alumno **Juan José Ortiz Villegas** con matrícula 0492389A de la Maestría en Ciencias en Negocios Internacionales, dirigido por el Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera, fue analizado a través de la herramienta de detección de plagio PlagScan.

Con base en el reporte de las similitudes encontradas por dicha herramienta informática, **se considera que el trabajo de tesis no constituye un plagio** con respecto a obras de terceros.

Los resultados del análisis se encuentran bajo resguardo de la coordinación de la Maestría en Ciencias en Negocios Internacionales y de la Secretaría Académica del Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

ATENTAMENTE

Morelia, Mich., a 10 de julio de 2020.



Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera
Director de Tesis



Juan José Ortiz Villegas
Alumno

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES
CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de Morelia, Mich., el día 07 de julio de 2020, el que suscribe **JUAN JOSÉ ORTIZ VILLEGAS**, alumno del programa de la Maestría en Ciencias en Negocios Internacionales adscrito al Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales (ININEE), manifiesta ser el autor intelectual del presente trabajo de tesis, desarrollado bajo la dirección del Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera y cede los derechos del trabajo titulado ***“EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL EN EL SECTOR UPSTREAM: UN ANÁLISIS A TRAVÉS DE MÉTODOS NO PARAMÉTRICOS, 2008-2017”*** a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo para su difusión con fines estrictamente académicos.

No está permitida la reproducción total o parcial de este trabajo de tesis ni su tratamiento o transmisión por cualquier medio o método sin la autorización escrita del autor y/o director del mismo. Cualquier uso académico que se haga de este trabajo, deberá realizarse conforme a las prácticas legales establecidas para este fin.



JUAN JOSÉ ORTIZ VILLEGAS

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de Morelia, Mich., el día 07 de julio de 2020, los miembros de la Mesa de Sinodales designada por el H. Consejo Técnico del Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales (ININEE) de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), aprobaron presentar el examen de grado la tesis titulada:

**“EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL EN EL
SECTOR UPSTREAM: UN ANÁLISIS A TRAVÉS DE MÉTODOS NO
PARAMÉTRICOS, 2008-2017”**

Presentada por el alumno:

Ortiz Villegas Juan José

Aspirante al grado de **Maestra en Ciencias en Negocios Internacionales**. Después de haber efectuado las revisiones necesarias, los miembros de la Mesa de Sinodales manifestaron SU APROBACIÓN DE LA TESIS, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA MESA DE SINODALES

Director de la Tesis

Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera

Dr. Odette Virginia Delfín Ortega

Dr. José César Lenin Navarro Chávez

Dr. Martha Beatriz Flores Romero

Dr. Mario Gómez Aguirre

Dedicatoria

Jamás olvidaré el gran esfuerzo que hizo mi familia por mí para formarme y apoyarme siempre.

Una vez que acaba una etapa, siempre existe emoción al pensar en nuevos proyectos.

A todos los docentes y compañeros que contribuyeron en mi formación.

No termina aquí en mi viaje siempre voltearé atrás para recordar el trabajo que representó.

Junto con mi esposa e hijos he tenido la fortuna de tener siempre el amor presente.

Otros lugares veré, pero siempre compartiré el espíritu nicolaíta que contagia las ganas de saber.

Sepan que estarán siempre en mis pensamientos y en mi corazón.

Encomendado siempre a Dios.

Agradecimientos

Le agradezco la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), institución que aportó las condiciones y el espíritu universitario para mi desarrollo académico.

Al Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales (ININEE), que con su visión fomenta en los alumnos mantenerse siempre en los más altos estándares para ellos mismos y para el progreso de su comunidad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), que aportó los medios financieros y de infraestructura que hicieron posibles el programa de estudios en ciencias en negocios internacionales en el ININEE, por el cual obtuve la beca que permitió presentara mis estudios para obtener el grado de Maestro en Ciencias de Negocios Internacionales.

Al cuerpo docente, que comparte su trabajo y conocimiento con noble vocación procurando siempre aportarnos lo mejor. En particular al Dr. Jorge Víctor Alcaraz que me acompañó mostrando su gran calidad académica, pero sobre todo su calidez humana. A la Dra. Odette Virginia Delfín Ortega y al Dr. José César Lenin Navarro Chávez que siempre he admirado tanto les agradezco la guía y el esfuerzo que requirió el apoyarme a concluir la investigación. Por sus aportaciones y supervisión del proceso, también expreso mi gratitud al Dr. Mario Gómez Aguirre y a la Dra. Martha Beatriz Flores Romero por incorporarse de manera activa a la mesa sinodal, contribuyendo así a la calidad de la tesis presentada.

A mi esposa Aline, que además de ser el amor de mi vida y me brinda en todas mis aventuras la mejor compañía, también contribuyó al motivarme siempre a lograr todo lo que me propongo y a crecer, quiero que sepas que todos mis sueños y mis planes están contigo para evolucionar juntos.

A mis hijos, que en sus ojos distingo en entusiasmo al experimentar cosas nuevas y también me hacen reflexionar sobre el futuro que les heredaré y el cual quiero que sea el mejor tanto en su casa como en su comunidad.

A mi familia, porque se distinguen por su alegría y su apoyo incondicional, gracias por extender el brazo para ayudar. A mis padres, que siempre han procurado lo mejor para mi formación y de hacer de mí una persona de calidad.

A Dios, mi fe me hizo consciente de que nunca estoy solo, y que eso es tanto un privilegio como una responsabilidad, por permitirme recibir su bondad y por enseñarme a compartirla. Porque te encuentro cuando me falta la fuerza y también cuando recibo los frutos de mi esfuerzo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RELACIÓN DE TABLAS, GRÁFICAS Y FIGURAS.....	8
GLOSARIO	10
ÍNDICE DE SIGLAS Y ABREVIATURAS	10
RESUMEN.....	14
ABSTRACT	15
INTRODUCCIÓN	16
CAPITULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
1.1 Contexto nacional e internacional de PEMEX.....	23
1.2 Problemática.....	29
1.3 Preguntas de investigación	36
1.4 Objetivos de investigación	38
1.5 Hipótesis de investigación	39
1.6 Justificación.....	41
1.7 Tipo de investigación	44
1.8 Alcances	46
1.9 Limitaciones	47
CAPITULO II. MARCO REFERENCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL	48
2.1 Generalidades de la industria petrolera	49
2.1.1 Estructura de la industria petrolera.....	49
2.1.2 Ciclo de negocios del sector <i>upstream</i>	52
2.1.3 Sector <i>midsteram</i> , transporte y almacenamiento.....	53
2.1.4 Sector <i>downstream</i> , refinería y comercialización.....	54
2.1.5 Tipos de compañías petroleras	55
2.2 Contexto internacional de la industria petrolera	58
2.2.1 El mercado petrolero previo al origen de la OPEP.....	59
2.2.2 Creación y evolución de la OPEP.....	61

CAPITULO III. RETROSPECTIVA TEÓRICA DE LA PRODUCTIVIDAD	66
3.1 Productividad	67
3.1.1 Conceptualización de la productividad.....	69
3.1.2 Productividad total de los factores.....	70
3.1.3 Medición de la productividad	71
3.1.4 El índice Malmquist y la PTF.....	72
3.2 Eficiencia.....	72
3.2.1 Tipología de eficiencia	73
3.2.2 Eficiencia técnica.....	73
3.2.3 Eficiencia asignativa.....	75
3.2.4 Eficiencia económica global.....	76
3.3 Eficiencia y productividad	77
3.4 Estimación de la eficiencia.....	79
3.4.1 Alternativas metodológicas para la medición de eficiencia	80
3.4.2 Métodos no paramétricos.....	81
3.4.3 Métodos de no frontera.....	85
3.4.4 Métodos de frontera.....	86
3.4.5 Análisis envolvente de datos para el análisis determinístico de la eficiencia	88
3.5 Análisis dinámico de la productividad y de la eficiencia.....	91
3.5.1 Índice Malmquist.....	92
CAPITULO IV. DESARROLLO METODOLÓGICO PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD	95
4.1 Método y metodología	96
4.1.1 Método científico.....	96
4.1.2 Metodología.....	96
4.1.3 Instrumentos.....	97

4.1.4 Universo y muestra	98
4.2 Análisis teórico-metodológico de la técnica DEA y el índice de Malmquist	99
4.2.1 Atributos teóricos y metodológicos de DEA	99
4.2.2 Modelos DEA con rendimientos constantes a escala (CCR)	102
4.2.3 Modelos DEA con rendimientos variables a escala (BCC o VRS).....	105
4.2.4 Modelos DEA con ineficiencias de escala (NIR)	107
4.2.5 Análisis de holguras o <i>slacks</i> de las variables	108
4.2.6 <i>Benchmarking</i>	109
4.2.7 <i>Bootstrap</i>	110
4.2.8 Medición de la productividad con el índice de Malmquist	111
4.3 Estudio de casos y desarrollo para la selección de variables	114
4.3.1 Selección de DMU's.....	115
4.3.2 Selección de variables	116
4.3.3 Correlación de Pearson y análisis factorial.....	119
4.3.4 Bases Estadísticas	122
CAPITULO V. EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD TOTAL DE LOS FACTORES DEL SECTOR <i>UPSTREAM</i> DE LA INDUSTRIA	123
5.1 Eficiencia técnica global a partir del modelo DEA-CRS	124
5.1.1 Eficiencia técnica global a partir del modelo DEA-CRS <i>bootstrap</i>	126
5.2 Eficiencia técnica pura a partir del modelo DEA-VRS	127
5.2.1 Eficiencia técnica pura a partir del modelo DEA-VRS <i>bootstrap</i>	129
5.3 Eficiencia de escala del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera	131
5.3.1 Eficiencia de escala a partir del modelo DEA-VRS <i>bootstrap</i>	132
5.4 Análisis de <i>slacks</i> VRS del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera	133
5.5 <i>Benchmarking</i> de DMUs del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera.....	139
5.6 Análisis de componentes de la ETG del sector <i>upstream</i>	142

5.7 Productividad total de los factores y sus componentes a través del índice de Malmquist	144
5.7.1 Efecto <i>catch up</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera.....	145
5.7.2 Efecto <i>frontier shift</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera	146
5.7.3 Productividad total de los factores del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera	148
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	153
Conclusiones	154
Recomendaciones	160
BIBLIOGRAFÍA.....	165
ANEXOS.....	176
7.1 Cuadro 1 <i>inputs y outputs</i> del Sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008-2009	177
7.2 Cuadro 2 <i>input y outputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2010-2011.....	178
7.3 Cuadro 3 <i>input y outputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2012-2013.....	179
7.4 Cuadro 4 <i>inputs y outputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2014-2015	180
7.5 Cuadro 5 <i>input y outputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2016-2017.....	181
7.6 Cuadro 6 <i>slacks inputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2008-2017	182
7.7 Cuadro 7 <i>slacks outputs</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2008-2017	183
7.8 Mapa 1 de ETP, distribución geográfica (Promedios)	184
7.9 Mapa 2 de EEs, distribución geográfica (Promedios).....	184
7.10 Mapa 3 de ETG, distribución geográfica (Promedios)	185
7.11 Grafica 15 componentes de ETG (Promedios)	185
7.12 Mapa 4 Distribución de pozos de exploración y de producción México-EE.UU 2018..	186
7.13 Mapa 5 cambios en ETP, distribución geográfica (Promedios).....	187
7.14 Mapa 6 cambios en EEs, distribución geográfica (Promedios)	187
7.15 Mapa 7 cambios en ETG, distribución geográfica (Promedios)	188
7.16 Mapa 8 cambio tecnológico, distribución geográfica (Promedios).....	188
7.17 Mapa 9 PTF, distribución geográfica (Promedios)	189
7.18 Gráfica 16 componentes de la PTF (Promedios)	189

RELACIÓN DE TABLAS, GRÁFICAS Y FIGURAS

Tablas

Tabla 1 Seis “ <i>Supermajor</i> ” IOCs	56
Tabla 2. Top 10 de compañías petroleras por reservas y producción	58
Tabla 3. Enfoques para medir la eficiencia.....	84
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los modelos DEA frente a otros modelos	90
Tabla 5. Top 20 países productores de petróleo (DMUs)	99
Tabla 6. Revisión bibliográfica.....	114
Tabla 7. Producción y reservas probadas del sector <i>upstream</i> 2017	115
Tabla 8 Frecuencia de variables.....	117
Tabla 9. Correlaciones de Pearson.....	120
Tabla 10. Prueba de KMO y esfericidad de Barlett	120
Tabla 11. Comunalidades.....	121
Tabla 12. Varianza total explicada.....	121
Tabla 13. Matriz de componente	122
Tabla 14. ETG CRS del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008-2017.....	125
Tabla 15. ETG CRS del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera con <i>bootstrap</i> , 2008-2017	126
Tabla 16. ETP VRS del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008-2017	128
Tabla 17. ETP VRS <i>bootstrap</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008-2017.....	130
Tabla 18. EEs del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera mundial, 2008-2017	132
Tabla 19 EEs <i>bootstrap</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2008-2017	133
Tabla 20. Análisis <i>benchmarking</i> con VRS del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008- 2017.....	140
Tabla 21. Frecuencia DMUs como Referentes de <i>Benchmarking</i> VRS sector <i>upstream</i> industria petrolera, 2008-2017	141
Tabla 22. Eficiencia técnica y su componentes (promedio) 2008-2017	143
Tabla 23 Efecto <i>catch up</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2009-2017	146
Tabla 24 Efecto <i>frontier shift</i> del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2009-2017	147
Tabla 25 PTF del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2009-2017	149

Tabla 26. Componentes de la PTF (promedio) del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera, 2008-2017	150
Tabla 27. Evolución Temporal de los Componentes de la PTF, 2008-2017	152

Gráficas

Gráfica 1 Erogaciones de inversión en capital (CAPEX)	30
Gráfica 2 Erogaciones en gasto operacional (OPEX)	31
Gráfica 3 Inversión por EPS PEMEX 2018	32
Gráfica 4 Comercio internacional de PEMEX	34
Gráfica 5 Reservas de hidrocarburos de PEMEX	34
Gráfica 6. Top 20 de reservas petroleras por país del 2017	64
Gráfica 7. Top 20 países productores de petróleo 2017	65
Gráfica 8. <i>Slack</i> pozos de exploración del sector <i>upstream</i> 2008-2017	135
Gráfica 9 <i>Slack</i> pozos de producción del sector <i>upstream</i> 2008-2017	135
Gráfica 10 <i>Slack</i> pozos de exploración del sector <i>upstream</i> 2008-2017	136
Gráfica 11 <i>Slack</i> reservas petroleras del sector <i>upstream</i> 2008-2017	137
Gráfica 12. <i>Slack</i> producción total del sector <i>upstream</i> 2008-2017	138
Gráfica 13. Evolución de los componentes de la eficiencia técnica, 2008-2017	144
Gráfica 14. Desarrollo de los componentes de la PTF, 2008-2017	151

Figuras

Figura 1 Cadena de valor PEMEX	32
Figura 2 Operaciones de la industria petrolera	50
Figura 3. Países miembros de la OPEP (año de ingreso)	63
Figura 4. Tipos de eficiencia	76
Figura 5. Productividad y eficiencia	79
Figura 6. Métodos para la medición de la eficiencia	81
Figura 7. Componentes del índice de Malmquist	94
Figura 8. Metodología DEA	101

GLOSARIO

Análisis de *slacks*: Proporciona la dirección en la cual habrán de mejorarse los niveles de eficiencia de las llamadas unidades de toma de decisión (Giménez, 2004).

***Benchmarking*:** Se puede definir como la medida de una actuación en comparación con la de mejores compañías de su clase, determina cómo la mejor de ellas ha logrado estos niveles de actuación y utiliza la información como base para los objetivos, estrategias y aplicación de la propia compañía (Bemowski, 1991).

DEA: Modelo de frontera no paramétrico determinístico, el cual, a partir de las cantidades empleadas de *inputs* y las cantidades producidas de *outputs*, determina cuáles son las mejores prácticas, comparando las DMU escogida con todas las posibles combinaciones lineales del resto de unidades de la muestra, para definir posteriormente con ellas una frontera de producción empírica. La eficiencia de cada DMU analizada se mide como la distancia a la frontera (Navarro, 2005).

Eficiencia: Logro de los objetivos con la menor cantidad de recursos (Giménez, 2004).

Eficiencia asignativa: Se refiere a que el gasto monetario total en insumos utilizados para producir una cantidad dada de bienes sea el mínimo posible de acuerdo con los precios de los insumos (Alé Yarad, 1990). También considera el valor monetario de los *outputs*, en lo cuales busca maximizar el ingreso.

Eficiencia de escala: Muestra si la unidad productiva analizada ha logrado alcanzar el punto óptimo de escala. Sólo es relevante cuando la tecnología de producción presenta rendimientos variables a escala (*ídem*).

Eficiencia económica: “Logro de la máxima producción al menor costo posible” (Pinzón, 2003: 17).

Eficiencia técnica: Consiste en obtener la máxima producción física factible, dada la tecnología existente, a partir de una cierta cantidad de insumos (*ídem*).

Exportaciones netas: Se determinan por la diferencia entre las exportaciones (X) y las importaciones (M) y se suele denominar exportaciones netas. Esto es lo mismo que la diferencia

entre el gasto que hacen los extranjeros por los productos locales menos el gasto que hacen los residentes por productos producidos en el exterior (Economipedia, 2018).

Formación bruta de capital fijo: Valor total de las adquisiciones menos las disposiciones de activos fijos efectuadas por el productor durante el período contable más ciertos gastos específicos en servicios que incrementan el valor de los activos no producidos. Con el fin de asegurarse que la cobertura de la formación bruta de capital fijo está definida en forma precisa, es necesario definir primero los elementos que constituyen, o no, un activo fijo y las actividades que se considera que se suman al valor de los activos no producidos (Baran, 1959).

Fracking: Se refiere a la creación de fracturas en el subsuelo con agua a presión, con el objetivo de facilitar la extracción de hidrocarburos, se le conoce también como fracturación hidráulica (King, 2012).

Inputs: Se refiera a los insumos necesarios para la producción (Kendrick, 1961).

Número índice: “Una cantidad que muestra, por medio de su variación, los cambios a través del tiempo o el espacio de una magnitud que no es en sí susceptible de medida directa o de observación directa en la práctica” (Sumanth, 1990: 99).

Outputs: Los productos resultantes de un proceso productivo, tanto el bien o servicio que se entrega al mercado, como los efectos colaterales y/o suplementarios del proceso (Kendrick, 1961).

PIDIREGAS: Esquema de inversión (exclusivo de PEMEX y CFE) sustentado en financiamientos provenientes de inversionistas privados, donde el sector público comienza a pagar esta inversión, con recursos presupuestales, una vez recibidos los proyectos a entera satisfacción por la entidad contratante (PIDIREGAS, 2019).

Productividad: Relación entre la producción obtenida por un sistema de producción o servicios y los recursos utilizados para obtenerlas (Prokopenko, 19997).

Productividad Total de Factores (PTF): Se refiere a la razón de producción neta con la suma asociada con los factores de insumos de mano de obra, capital y eficiencia técnica (Comin, 2010).

Programación lineal: Es el campo de la optimización matemática dedicado a maximizar o minimizar (optimizar) una función lineal, denominada función objetivo, de tal forma que las

variables de dicha función estén sujetas a una serie de restricciones expresadas mediante un sistema de ecuaciones o inecuaciones también lineales (Arreola, 2003).

Rendimientos Constantes a Escala: Significa que, si se incrementa la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en la misma proporción (Varian, 1998).

Rendimientos Crecientes a Escala: Significa que, si se incrementa la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en mayor proporción (Varian, 1998).

Rendimientos Decrecientes a Escala: Significa que, si se incrementa la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en menor proporción (Varian, 1998).

Rendimientos Variables a Escala: Es el resultado del aumento de la cantidad de un factor variable a una cantidad fija de otro factor, el producto adicional físico que se obtiene varía en proporciones diferentes al aumento del factor variable (Maza, 2002).

ÍNDICE DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

Art.	Artículo.
CAPEX	Inversión en activos de capital (<i>Capital Exchange</i>).
CRS	Rendimientos Constantes a Escala.
CT	Cambio Tecnológico.
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i> o Análisis Envonvente de Datos.
DMU	Unidad de Toma de Decisiones (<i>Desition Making Unit</i>).
EE	Eficiencia Económica.
EEs	Eficiencia de Escala.
EE. UU	Estados Unidos de América.
EP	Exportación y Producción.
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria.
ETG	Eficiencia Técnica Global.
ETP	Eficiencia Técnica Pura.
NOC	<i>National Oil Company</i> .
MXN	Peso Mexicano.
OIC	<i>Oil International Company</i> .
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
OPEX	Inversión operacional o Gasto operacional (<i>Operational Exchange</i>).
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PIB	Producto Interno Bruto.
PIDIREGAS	Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público.
VRS	Rendimientos Variables a Escala.
PTF	Producción Total de Factores.
RU	Reino Unido.
SEC	<i>Securities and Exchange Comission</i> .
SENER	Secretaría de Energía.
SNT	Sistema Nacional de Transparencia.
USD	Dólar estadounidense.

RESUMEN

El objetivo de esta investigación es identificar cuáles fueron las variables que tuvieron mayor influencia en la productividad total de los factores (PTF) del sector *upstream* de la industria petrolera mundial en el periodo 2008-2017. La perspectiva teórica y metodológica que soporta este trabajo se basa en los métodos no paramétricos de frontera *Data Envelopment Analysis* (DEA), así como en el índice de Malmquist. Con estas metodologías se miden los niveles de eficiencia técnica, los cambios que presentó el sector *upstream* y sus efectos sobre la PTF de dicha fase de la industria petrolera. Los resultados reflejan el desempeño eficiente de Irán, Angola, Kuwait, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Además, se muestra cómo el resto de los países que no pertenecen a la OPEP tienden a incrementar sus niveles de eficiencia técnica y a lograr mejores niveles de PTF. Se concluye con el hallazgo de que las causas de los bajos niveles de eficiencia técnica pura para las *National Oil Companies* (NOCs) son causados por los bajos niveles de producción de crudo y el exceso de empleo de mano de obra, mientras que para las *International Oil Companies* (IOCs), son los déficits de recuperación de reservas petroleras probadas y la subutilización de los pozos de exploración.

Palabras clave: Eficiencia técnica, PTF, industria petrolera, DEA, índice de Malmquist.

ABSTRACT

The aim of this research is to identify the variables that had the most influence on the total factor productivity (TFP) of the upstream sector in the worldwide oil industry in the period 2008-2017. The theoretical and methodological perspectives that support this study is based on the models of non-parametric frontiers Data Envelopment Analysis (DEA), as well as the Malmquist index. This methodology measures the levels of technical efficiency, the changes that the upstream sector presented and the effects on the TFP on that phase of the oil industry. The results reflect the efficient performance of Irán, Angola, Kuwait, Saudi Arabia and United Arab Emirates, countries belonging to the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). In conclusion, it shows how the rest of the countries that do not belong to OPEC tend to increase their levels of technical efficiency and achieve better levels of TFP. Furthermore, it was found that the causes of pure technical deficiency for the National Oil Companies (NOCs) are low levels of crude oil production and excess of labor, while for the International Oil Companies (IOCs), they are recovery deficits of proven oil reserves and underutilization of exploration wells.

Keywords: Technical efficiency, PTF, oil industry, DEA, Malmquist index.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en el mundo ha desempeñado un rol protagónico en el desarrollo de las economías, por su importancia estratégica en los ingresos nacionales, así como en la participación internacional de sus actividades. El petróleo es aún el producto predilecto para el abastecimiento energético del mundo y su industria es crítica para el diseño de proyectos de nación y planes de desarrollo en todo el mundo, por los ingresos que genera y por la necesidad de derivados para el desarrollo de una gran cantidad de industrias.

En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la empresa que dirige los esfuerzos de la industria petrolera, y recientemente ha realizado algunos cambios estructurales en su organización interna. El papel que tiene como Empresa Petrolera Nacional (NOC, por sus siglas en inglés *National Oil Company*) ha determinado la competencia en el mercado doméstico y en el mercado internacional.

El sector petrolero en actualmente está atravesando un tiempo de crisis en todos los países productores de hidrocarburos, debido a los irreversibles cambios en los proyectos de extracción y a la oferta desleal en su comercialización, lo cual está desafiando a la industria petrolera mundial, y la consecuencia es la caída del precio del crudo (Salgado, 2017).

Aunado a la crisis petrolera a nivel mundial, Lajous (2008), menciona que la industria petrolera mexicana se enfrenta a una coyuntura crítica, esto debido a que en México terminó ya la fase expansiva del ciclo de producción de petróleo crudo iniciada en 1996.

Existen presiones de orden nacional e internacional para poder desarrollar una economía sostenible que garantice el aseguramiento energético, el crecimiento económico y el cuidado al medio ambiente (Bhattacharya et al., 2016; Scholten y Bosman, 2016). A pesar de las tensiones por los combustibles fósiles y la creciente volatilidad de los precios del petróleo (Buyuksahin, 2012; Salameh, 2014; Kottasova, 2015), las energías fósiles seguirán siendo la base del desarrollo económico mundial. Sin embargo, se espera que durante las siguientes décadas las fuentes renovables adquieran mayor relevancia, y se conviertan en un elemento esencial para el desarrollo y bienestar futuros de la humanidad (International Energy Agency, 2014, 2015; Bhattacharya et al., 2016).

El abasto energético mundial sigue dominado por fuentes fósiles no renovables, para 2018 el 38% se generaba mediante carbón, 23% mediante gas natural y solo 3.3% mediante petróleo (IEA, 2020). El petróleo experimenta desde 1980 tendencia a la baja como combustible para la generación de electricidad, mientras que energías renovables y nucleares siguen aumentando su participación.

El petróleo en cambio es el principal insumo para combustibles de la industria del transporte en el cual representa el 92.3% y del sector industrial en un 33.9% (IEA, 2020). Y se debe considerar que hasta el 2018 el 88% del gas natural extraído se obtiene de yacimientos en los cuales se extrae también petróleo (API, 2019).

La transición energética se encuentra orientada a la reducción de emisiones de CO₂ y de gases de invernadero, con el objetivo de revertir los efectos de la actividad humana en el medio ambiente y reducir el aumento de la temperatura global (ONU, 2015). La Agencia Internacional de Energía presentó diversos escenarios y estrategias de mitigación por país con el fin de limitar el aumento de la temperatura a 2°C hacia el 2050, dentro de las recomendaciones se encuentra potenciar la obtención y aplicación de energías renovables y reducir el consumo de combustibles fósiles, aún en este panorama, de manera general se sugiere la participación de estos combustibles al 50% (*International Energy Agency*, 2009).

El crecimiento económico de los países genera un aumento del consumo energético, por esta razón el consumo de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural seguirán presentes en los proyectos futuros para la generación de energía. También se debe considerar la necesidad de los insumos necesarios para las industrias petroquímicas, farmacéuticas y de materiales que se derivan del petróleo. Además, para el sector industrial, metalúrgico, de transporte y aeronáuticos, no existen productos viables que replacen a gran escala el requerimiento de combustibles fósiles (Gonzales-López *et al.*, 2018).

Esta investigación plantea la necesidad de mantener la producción de petrolera en el mundo, aun cuando la demanda se reduzca gradualmente, y es necesario que los países y organizaciones participantes empleen sus recursos eficientemente para lograr obtener el mayor beneficio posible. También será de fundamental que las empresas encargadas de la exploración y extracción de

petróleo empleen la mejor tecnología disponible con la finalidad de ser referentes para el abasto del petróleo en la mayor parte del mercado, esto acompañado de mantener y mejorar los niveles de eficiencia para obtener la mayor productividad de los factores empleados en la producción.

La presente investigación está orientada a estudiar la gestión del sector *upstream*¹ de la industria petrolera de los principales países productores de petróleo. Se hace énfasis en el desempeño de México que atiende el sector *upstream* por medio de la empresa subsidiaria de PEMEX, Exploración y Producción (EP), en el periodo que comprende desde el año de 2008 hasta el 2017, previo a la apertura a la explotación de los yacimientos a empresas privadas nacionales y extranjeras. Se realiza la comparación entre quince países, para identificar el efecto que tuvo el cambio tecnológico y la eficiencia técnica sobre los cambios en la PTF², identificando las naciones con mejor desempeño en cada periodo y utilizándolas como referencia para evaluar al resto.

Es evidente la importancia de evaluar los cambios que han afectado la productividad de PEMEX en el sector industrial *upstream*, y de identificar cual es la productividad de los factores, y los efectos que tiene el cambio tecnológico y la eficiencia técnica en dichos cambios. Se evaluará para el sector industrial en general y para cada unidad de toma de decisiones (DMU³, por sus siglas en inglés *Decision Making Unit*), que corresponde a los resultados del sector *upstream* de la industria petrolera de cada una de las naciones seleccionadas para esta investigación.

Mediante la metodología DEA, un enfoque no paramétrico esta investigación analiza en unidades físicas el desempeño de los 15 principales países productores de petróleo, para determinar los niveles de eficiencia técnica de cada una. Basado en los modelos propuesto por Banker *et al.* (1984) y Lo *et al.* (2001) en los cuales se considera rendimientos variables a escala. DEA proporcione también en análisis de *slacks*, mediante el cual se puede analizar las causas del distanciamiento hacia la frontera eficiente de aquellos países que presenten ineficiencia y que no permitieron la

¹ En la industria petrolera *upstream* también se refiere a la exploración y explotación, involucra la búsqueda subterránea, en aguas someras y aguas profundas de yacimientos de gas natural y petróleo como a la perforación y explotación de yacimientos para obtener crudo y gas (Oil & Gas IQ, 2018).

² La Productividad Total de Factores (PTF) se refiere a la razón de producción neta con la suma asociada con los factores de insumos de mano de obra, capital y eficiencia técnica (Comin, 2010).

³ Unidades objeto de estudio del Análisis Envolvente de Datos. Generalmente una DMU es considerada como la entidad responsable de convertir insumos en productos y cuyo desempeño es evaluado (Cooper, *et al.* 2007).

maximización de la producción. Adicionalmente se presenta el *benchmarking*, en el cual se determinan aquellos países que en cada periodo fueron los referentes de comportamiento eficiente.

Se realiza la aplicación de índice de Malmquist para definir los cambios de eficiencia y los cambios tecnológicos, esta metodología es un análisis dinámico de las fronteras eficientes obtenidas mediante el DEA y se evaluó la evolución de cada país de un periodo al siguiente y como estos cambios afectaron la productividad total de los factores de producción empleados.

En el Capítulo I se describe el contexto de PEMEX, se aporta la perspectiva histórica y los cambios estructurales a los que ha tenido que someterse, desde que iniciaron los efectos de la reforma energética, el motivo y el momento en que surge la subsidiaria de EP junto con las otras subsidiarias, profundizando un poco en las variaciones de inversión en capital y de gastos operativos y los cambios que ha enfrentado en el comercio internacional tras cambios en los precios y en sus reservas petroleras. Y por tanto se plantea el problema de cómo el sector *upstream* de la industria petrolera mexicana se ha desempeñado, la importancia de medir su eficiencia técnica, identificar los cambios tecnológicos y cómo ha afectado a los cambios en la productividad de sus factores, en comparación con los países que también participan en el mismo sector de la industria.

En el Capítulo II se describe la industria petrolera, sus generalidades y su actividad internacional, de manera inductiva se particulariza en el papel que tiene la industria mexicana en el mundo y finalmente el papel de EP que tiene en el sector.

En el Capítulo III, se describen las teorías que abordan los conceptos, tipología, métodos de estimación, alcances y discusiones sobre productividad y eficiencia. Conforme a las preguntas, objetivos, hipótesis de investigación, las limitaciones y alcances determinados para el presente trabajo de investigación, se formula un marco teórico y se dirige en la visión de Farrell y su tipología de la eficiencia, en la diferentes nociones sobre productividad y las diferentes concepciones acerca de la PTF y el papel del cambio tecnológico, incluyen en su estimaciones capital, trabajo, el efecto de la eficiencia en la productividad, los tipos de eficiencia y la posibilidad de incluir rendimientos variables a escala en la función de producción, además que su análisis se realiza desde una función envolvente de producción.

El aumento de recursos financieros y de los insumos necesarios para la producción, lleva a las instituciones a tener mayor presión para aprovechar de manera más eficientes sus recursos disponibles (Hernández, 1998). PEMEX ha permanecido en el mercado como una marca reconocida y con buenos indicadores de rentabilidad hasta el 2017 (PEMEX, 2018), ante la caída del financiamiento, y en uso de activos productivos de períodos anteriores; el objetivo de esta investigación es determinar el papel que tiene la eficiencia técnica y el cambio tecnológico en los resultados de productividad, y determinar si se debe a los cambios de su estructura de capital y trabajo⁴ o en la eficiencia lograda por sus agentes de gestión.

En el Capítulo IV se detalla la propuesta metodológica de la presente investigación, la cual se sustenta en los modelos de frontera determinísticos no paramétricos, aprovechando sus bondades para detallar las medidas de eficiencia de los países analizados y el rol que México presentó en los distintos periodos. También se realiza un análisis de *slacks* para identificar cómo la combinación de los *inputs* que obtuvo cierta cantidad de *outputs* y cuánto hizo falta para aquellas unidades ineficientes para lograr mejores niveles de eficiencia. Todo el proceso DEA conlleva un análisis de *benchmarking*⁵, comparando entre sí a todos los países, pero respecto de aquellos que tuvieron mejor desempeño, en este análisis se podrá obtener aquellos países que fueron referentes para lograr construir la frontera envolvente.

En este mismo capítulo se describe el método de índice de Malmquist, empleado para calcular la PTF, para poder diferenciar que tanto influyó la eficiencia técnica y el cambio tecnológico en los cambios de la productividad. Las técnicas seleccionadas son compatibles ya que son determinísticas y miden de manera radial los cambios de las tres variables de manera dinámica a través de los periodos seleccionados.

⁴ Los factores productivos que se representan de manera más común en las funciones de productividad son capital y trabajo.

⁵ Proceso de comparación de un grupo, en el que cada elemento se compara con aquel o aquellos que tienen los mejores resultados.

El capítulo V consiste en la exposición de los resultados derivados de aplicar la metodología previamente descrita, para la obtención de la ETP, EEs, ETG, el análisis de *slacks*, *benchmarking* mediante DEA y los cambios de la ETG, el CT y la PTF mediante el índice de Malmquist.

El capítulo VI consiste en la exposición de las conclusiones a las que esta investigación llegó enumerando las posibles causas de los resultados obtenidos en los puntajes de ETG, ETP y EES. Inmediatamente se describen cambios que sucedieron en el periodo investigado, de la ETP, el cambio tecnológico y finalmente cómo estas variables impactaron en la PTF.

En este capítulo VI también se realiza una revisión de las recomendaciones subsecuentes a las conclusiones expuestas, sobre el sector *upstream* de los principales países productores de petróleo, para las condiciones específicas de los países miembros y no miembros de la OPEP, de los países americanos y de México en específico. Seguido finalmente de las consideraciones para futuras líneas de investigación y la aplicación de otras herramientas metodológicas y las implicaciones de los cambios presentes que imponen nuevos retos y variables para analizar, tales como la transición a energías renovables, la actual crisis petrolera y el futuro de esta industria.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se describe la situación nacional de PEMEX, los efectos que la reforma energética ha tenido en sus operaciones y cómo estos cambios afectan en su desempeño nacional e internacional. Enseguida se plantea el problema de investigación, las preguntas, los objetivos y las hipótesis, con la finalidad de responder cómo la eficiencia y el cambio tecnológico afectaron a la productividad del sector *upstream* de la industria petrolera mundial y los resultados que obtuvo tal sector en México a través de la gestión de PEMEX EP.

1.1 Contexto nacional e internacional de PEMEX

La explotación intensiva de hidrocarburos en México comenzó en 1904. A principios del siglo XX, la operación de empresas principalmente de Inglaterra y Estados Unidos (EE. UU) lograron llevar a México a ser la segunda nación abastecedora de petróleo en el mundo para 1920. En 1938, el presidente Lázaro Cárdenas expropió todos los activos extranjeros de las empresas petroleras extranjeras que operaban en ese momento en México; esta acción incitó constantes amenazas por parte de las empresas extranjeras de retirar su capital si el gobierno las forzaba a firmar el acuerdo con el “Sindicato de Trabajadores del Petróleo de México”, que entre algunos temas, demandaba condiciones laborales justas para los empleados de estas empresas. El principal argumento del gobierno era que el petróleo, como fuente de energía, pertenecía a todos los mexicanos, por lo tanto, sólo las entidades de gobierno debían explotar los recursos de los yacimientos con el único propósito de beneficiar al país (De Ina Fuente 2013). No obstante, PEMEX continuó contratando los servicios de algunas empresas de EE. UU hasta 1958, cuando entró en vigor el artículo 27 Constitucional el cual impedía de manera definitiva dichas prácticas (Ribando *et al.*, 2015).

Durante la década de 1980, PEMEX se consolidó como uno de los principales contribuidores para las finanzas públicas de México, aportando cerca del 30% del ingreso del Gobierno Federal (Colmenares, 2008). Esto se logró en gran parte gracias al descubrimiento del yacimiento de Cantarell en 1979, que para el momento era la tercera reserva más grande del mundo (solo detrás de los yacimientos de Ghawar y Burgan de Arabia Saudita y Kuwait respectivamente). Este hallazgo estuvo acompañado de promesas de empleos, desarrollo tecnológico, compromiso con la industrialización, e infraestructura. Entonces, el presidente López Portillo hizo hincapié en aprovechar esta riqueza y reinvertirla para garantizar el futuro de México “más allá del petróleo”. Sin embargo, le tomó a Cantarell 24 años para alcanzar su estado cúspide de producción (Romo, 2015).

A partir de 1980 se manifiestan los primeros indicios de desnacionalización de PEMEX, cuando la paraestatal empieza a permitir la participación de empresas privadas solo en algunas áreas. En 1986, este proceso empieza formalmente cuando se reclasificaron los petroquímicos en primarios y secundarios, en los cuales PEMEX solo mantuvo exclusividad sobre los primeros. En 1992 PEMEX se dividió en cuatro subsidiarias que competirían entre sí para mejorar su eficiencia. Cada

una las subsidiarias fueron creadas con su personalidad y patrimonio propio: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinería, PEMEX Gas y Petroquímicos y PEMEX Petroquímicos. La división pretendía que las subsidiarias compitieran entre sí para producir y vender productos a precios internacionales. Estas compañías dependen administrativamente de PEMEX, pero su operación es independiente, lo que ha llevado a años de ineficiencia y falta de capital (Reyes, 2014).

Para 1995, estas subsidiarias dejaron de considerarse de valor estratégico para el gobierno, y se permitió la participación de capital privado en la producción, el transporte, almacenamiento, distribución y venta de gas natural. Durante el mismo año se creó el “Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público” (PIDIREGAS) como mecanismo financiero que permitía al sector privado control sobre las inversiones en PEMEX, y se convirtió en la principal fuente de financiamiento de la paraestatal. Para 2005 el 90% de las inversiones en PEMEX provenían de PIDIGERAS (Barlett Díaz *et al.*, 2018).

En el 2002, se llevaron a cabo múltiples contratos en los servicios requeridos por PEMEX, este mecanismo le permitió a PEMEX contratar empresas privadas, principalmente extranjeras, para la búsqueda y producción de gas.

En 2004, México había alcanzado su mayor nivel de extracción de petróleo de los yacimientos, y desde entonces ha mantenido una tendencia a la baja. A partir del 2004, la producción total de petróleo de México ha decaído 27%. En el 2014 se produjo un promedio de 2.8 millones de barriles diarios de petróleo y otros líquidos. El petróleo crudo representa 2.4 millones de barriles, es decir, el 87% del total de la producción, mientras que el resto de los asentamientos corresponden al gas líquido y a productos refinados. La producción de crudo en 2014 fue notoriamente el nivel más bajo desde 1986 y se ha mantenido a la baja hasta un ligero repunte en el 2017, debido a la precaria recuperación de los precios del petróleo a nivel internacional. Durante el 2015, EE.UU se volvió exportador de petróleo para México, algo que no había sucedido por más de 20 años (Castro *et al.*, 2017).

En 2014 el Gobierno Mexicano aprobó una reforma energética, en la que se permite a empresas privadas participar libremente en el mercado del sector energético (lo cual había estado prohibido

previamente por ocho décadas). De esta reforma se espera que cambie significativamente la estructura del sector energético y se acelere la diversificación de la producción de energéticos. Por otra parte, los cambios en el sector energético y de la producción pueden llevar a cambios estructurales en el resto de la economía y finalmente generar beneficios económicos significativos para el país (SENER, 2014).

No obstante, el rol fundamental del sector energético en la producción de petróleo hace que los posibles efectos de la reforma sean complejos de determinar. La nueva estructura (cambio de control estatal a competencia con privados), implicó que la reforma considere la creación de agentes regulatorios, dicha regulación también afectará significativamente las características de la producción, inversión, competencia y control de actividades del sector energético, y del resto de sectores económicos que se verán afectados (Castro *et al.*, 2017).

En 2015 PEMEX se dividió en siete Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): Exploración y Producción, Perforación y Servicios, Transformación Industrial, Etileno, Fertilizantes, Logística y Cogeneración, con el objeto de establecer una estructura, organización básica en razón a las funciones básicas de las distintas áreas que integran a PEMEX (PEMEX, 2018).

- PEMEX Exploración y Producción (EP). Exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.
- PEMEX Perforación y Servicios (PPS). Proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios a pozos en campos terrestres y costa afuera. PPS ofrece también servicios a pozos tales como cementaciones, registros y tubería flexible, entre otros.
- PEMEX Transformación Industrial (PTRI). Actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- PEMEX Logística (PLOG). Prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados a Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias, empresas filiales y terceros mediante estrategias de transporte por

ducto y por medios marítimos y terrestres, así como la venta de capacidad para su guarda y manejo.

- PEMEX Etileno (PE). La producción, distribución y comercialización de algunos derivados del metano, etano y del propileno por cuenta propia o de terceros.
- PEMEX Fertilizantes (PF). La producción, distribución y comercialización de amoniaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados con estos productos.

Al cierre de 2017, la estructura corporativa quedó conformada por seis direcciones: Planeación, Coordinación y Desempeño; Tecnologías de Información; Alianzas y Nuevos Negocios; Finanzas; Administración y Servicios y la Jurídica, así la estructura de dirección de PEMEX se refleja en la figura 1. Por otra parte, según su informe anual de 2017, el total de plazas ocupadas en Pemex se ubicó en 124,660, lo que representó una disminución de 1.5 % con respecto al cierre de 2016 (PEMEX, 2018).

1.1.1 Efectos de la reforma energética

La reforma energética podrá tener un gran efecto en la economía, tanto positivo como negativo, ya que México es un país petrolero que actualmente ocupa el lugar diecisieteavo de reservas de petróleo. Su economía depende fuertemente de las exportaciones de petróleo crudo, el cual representa el 15% del total de sus exportaciones y cubre cerca del 37% de los ingresos del gobierno. El gobierno espera que la reforma acelere la producción, atraiga nuevas tecnologías y capital, y que permita la explotación no convencional (*fracking*⁶) de yacimientos de reservas de gas y petróleo (Guevara *et al.*, 2017). Sin embargo, existe un potencial efecto negativo de que la reforma reduzca los ingresos gubernamentales relativos al petróleo, y se conviertan en gasto público, debido a la posibilidad de que los ingresos se dirijan hacia el sector privado.

A pesar de que México es considerado un país cuya economía depende fuertemente del petróleo, no posee la capacidad industrial para generar su propia demanda de derivados del petróleo y por

⁶ *Fracking*, se refiere a la creación de fracturas en el subsuelo con agua a presión, con el objetivo de facilitar la extracción de hidrocarburos, se le conoce también como fracturación hidráulica (King, 2012).

esto debe importarlos. Esta situación ocasiona que los precios de estos productos, tanto para la industria como para los consumidores finales, sean relativamente más altos en comparación con EE.UU. En este aspecto el gobierno espera que la mayor inversión de las empresas privadas estimule la creación de nuevas refinerías y finalmente se reduzcan los precios (Guevara *et al.*, 2017). El control de los precios estará coordinado por la Secretaría de Energía (SENER), y sujeto a precios máximos permitidos, esta condición disminuye la posibilidad de que los precios se reduzcan a corto o mediano plazo significativamente, aun cuando ha sido un argumento utilizado constantemente por el gobierno para atenuar la presión social ante la reforma. Ya existe el precedente en las tarifas de energía eléctrica que sufrió los efectos de la privatización antes que la industria petrolera desde la firma del Tratado de Libre Comercio con América del Norte (TLCAN) en 1994.

Sin embargo, PEMEX se ha enfocado fuertemente en el aumento del volumen de producción, más que en la diversificación de sus productos o en la mejora de sus procesos. El principal cambio que trae la reforma energética reside en la posibilidad de que empresas privadas participen en la extracción de los recursos de los yacimientos en territorio nacional mexicano, permitiendo la obtención de utilidades, de producto o de manera combinada. De esta manera se aumentará la producción (ya no necesariamente de PEMEX) y la cantidad de reservas probadas.

La dependencia en las importaciones de productos petroquímicos de México es otro factor considerar, en lo que refiere a las refinerías nacionales, actualmente PEMEX cubre tan solo el 50% de la demanda nacional de gasolina y el 60% de gas natural. Prácticamente todos los petroquímicos producidos nacionalmente provienen de la refinería de Santa Cruz, la cual está trabajando tan solo al 20% de su capacidad instalada (González, 2017). La modernización de las refinerías existentes, creación de nuevas refinerías y los beneficios que podrían atraer han sido ampliamente discutidos para que también sean focos de atención al momento de diversificar las inversiones.

El trabajo de Schulz *et al.* (2015), aporta una perspectiva a favor de la reforma energética, siempre y cuando se logre el desarrollo en energía renovables⁷, el aumento de las exportaciones de

⁷ Las fuentes de energía renovables son aquellas que, tras ser utilizadas se pueden regenerar de manera natural o artificial. Algunas de estas fuentes renovables están sometidas a ciclos que se mantienen de forma más o menos constante en la naturaleza (Casas, *et al.* 2008).

energéticos (petróleo, gas, derivados del petróleo y energía eléctrica), la reducción de la pobreza a través de la generación de empleos y el aumento de la productividad reflejada en el Producto Interno Bruto (PIB). Todos estos aspectos inducidos por la maximización de los beneficios obtenidos del petróleo y la liberación del mercado de energía, contemplando un gobierno capaz de controlar y balancear los conflictos de intereses y compensar las externalidades negativas. Un modelo de negocio eficiente es determinante para el éxito de la reforma, como lo es también la transparencia de la gestión de PEMEX y de aquellos agentes gubernamentales que controlarán y regularán las nuevas condiciones impuestas.

Existen también contribuciones teóricas que critican a la reforma energética, en la cual se esperan más pérdidas que beneficios de su implementación. Dichas contribuciones se pueden resumir en cinco áreas principales:

1. El sector energético tiene regulaciones de mercado muy complejas, y con las actuales modificaciones no se especifican los posibles conflictos que surjan en la operación entre las empresas privadas y PEMEX, lo que puede inducir un agotamiento de las reservas de petróleo existentes.
2. Durante el proceso de autorización de la reforma se presentaron varias irregularidades y destacó la falta de transparencia, además nunca se ha especificado el plan concreto respecto al papel que jugará PEMEX, ya que no se especifica si se proyecta como un competidor que sea una empresa competitiva en el sector privado.
3. En la aplicación de reformas similares en otros países como Brasil, se evidenció que los cambios estaban dirigidos a transferir la riqueza al exterior.
4. La reforma puede causar repercusiones en la estructura económica como la separación del sector energético del resto de la actividad económica del país, tanto como el declive de las empresas energéticas que no podrán competir.
5. Las empresas ahora enfrentarán mayor incertidumbre respecto a los precios internacionales de la energía, que está fuertemente relacionada con la disponibilidad y precios del petróleo, aumentando el riesgo en sus operaciones y disminuyendo sus beneficios (Guevara, 2017).

Dadas las nuevas características del mercado, la nueva legislación (Art. 27 Constitucional), la identidad de las empresas y la regulación de las actividades operativas se enfrentan a nuevos retos

y surgen nuevas oportunidades, pero es crucial la evaluación de los agentes que participan. Las condiciones en las que cada agente aportará en favor del desarrollo económico están fuertemente ligadas a la productividad que han logrado, haciendo énfasis en la eficacia y eficiencia de sus procesos, además de la gestión de sus objetivos con el fin de reducir efectos negativos de la reforma y que la competencia lleve a la mejora del bienestar general del país, tanto de su industria como de sus habitantes.

1.2 Problemática

Existen múltiples variables que afectaron el cambio en el desempeño productivo de PEMEX EP, y existen condiciones latentes que limitan el acceso a insumos de capital y trabajo para el sector *upstream* de la industria petrolera mexicana. También existen cambios estructurales importantes en los que se encuentra inmersa la industria petrolera mexicana tanto como la mundial, se están eliminando barreras entre empresas privadas y nacionales para cooperar y acceder a nuevas tecnologías.

Cada país se ha visto afectado de diferentes maneras a través del tiempo por esta clase de eventos y de cambios en el mercado mundial y dentro de cada uno de sus mercados domésticos. Los cambios en la productividad y en la eficiencia que han experimentado cada una de las naciones, es por lo que se plantea esta investigación para analizar y especificar a las principales variables que impactaron en la PTF de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

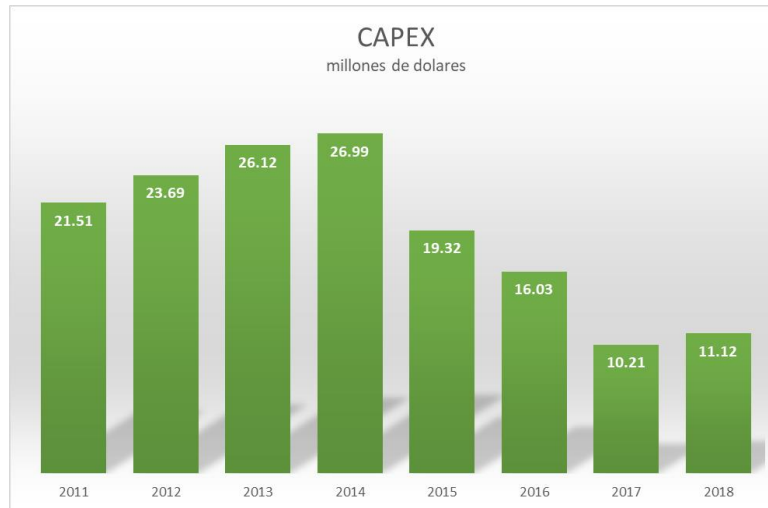
1.2.1 La Inversión en PEMEX

Uno de los problemas principales que enfrenta la industria petrolera es el agotamiento de los yacimientos de petróleo y gas, debido a la falta de incorporación de reservas además de estancamiento en el procesamiento de refinados y generación de productos petroquímicos causada por la falta de inversión ocasionada por las crisis económicas que se han presentado en el país, a la volatilidad⁸ de los precios del crudo y a los cambios en el flujo de comercio internacional que se han presentado en los últimos años. Para esto es necesario canalizar los recursos financieros que

⁸ Los cambios que experimentan los precios del crudo responden de manera rápida en los mercados stock en comparación con otros *commodities*, además el efecto es recíproco con otros sectores.

permitan la formación de capital, la adquisición de tecnología y la contratación de recursos humanos capacitados.

Gráfica 1 Erogaciones de Inversión en Capital (CAPEX)



Nota: Considera gasto de mantenimiento de EP. Las cifras de inversión son registradas en pesos. Las cifras han sido convertidas a los siguientes tipos de cambio históricos promedio

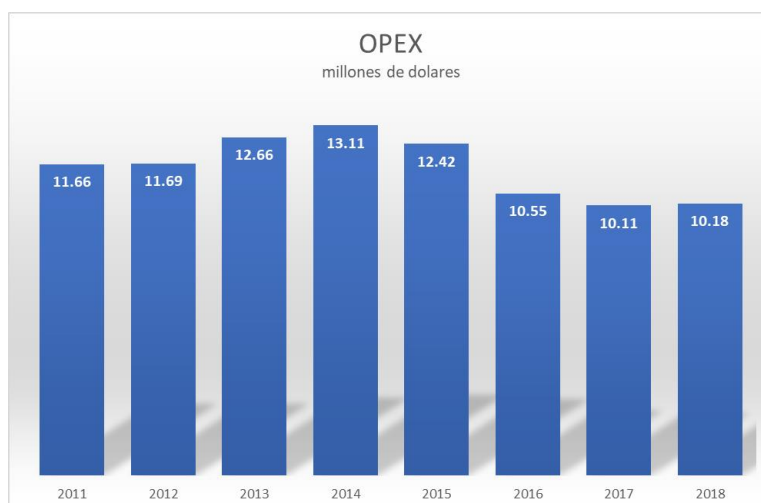
Fuente: PEMEX (2018).

Ante la falta de recursos fiscales en los noventa, el gobierno adoptó un esquema de financiamiento que permitió la participación de capital extranjero como impulso de la industria petrolera. Este esquema se denominó PIDIREGAS, que en un principio le permitió obtener los recursos financieros tras la escasez de los recursos públicos. En 2017 el 90% de la inversión en PEMEX es obtenida a través de PIDIREGAS (PEMEX, 2017).

Las decisiones gubernamentales en apenas cuatro años impusieron para la industria petrolera dos cambios estructurales, la reforma energética y la nueva división de sus EPS. También enfrentó una crisis en los producción, demanda mundial y precios de los productos que ofrece PEMEX. Considerando esto, la gestión de las EPS sobre los activos de capital y su mano de obra debe ser evaluada, respecto a la relación de sus costos y los beneficios obtenidos, determinar si la inversión se distribuye de manera adecuada para mejorar dichas condiciones, e identificar las empresas que no sean eficientes en su comportamiento.

A partir de 2011 el flujo de inversiones ha mantenido una tendencia a la baja con un ligero repunte para inicios de 2018 en la inversión en capital (CAPEX⁹), sin embargo, se encuentra por debajo del 50% que se captó en el año de 2014. La inversión para gastos operativos (OPEX¹⁰) se percibe estable durante este período, pero de igual manera sin haber alcanzado el nivel de inversión de años anteriores, lo cual quiere decir que PEMEX no ha aumentado recientemente sus instalaciones productivas, y que ha mantenido y modernizado la infraestructura con la que ya contaba.

GRÁFICA 2 EROGACIONES EN GASTO OPERACIONAL (OPEX)



Nota: Considera gasto de mantenimiento de EP. Las cifras de inversión son registradas en pesos. Las cifras han sido convertidas a los siguientes tipos de cambio históricos promedio.

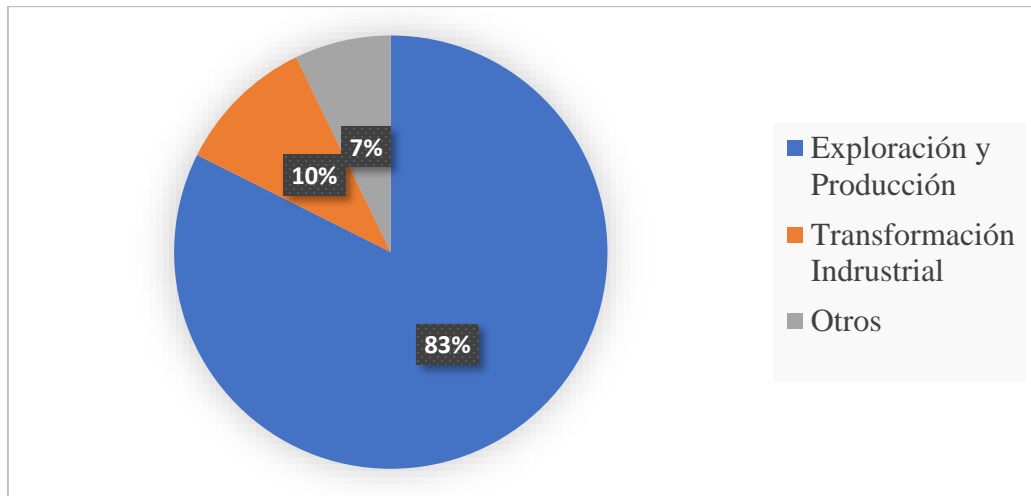
Fuente: PEMEX (2018).

La inversión realizada por PEMEX y sus organismos subsidiarios debe estar autorizada por en el presupuesto anual de PEMEX, el cual es aprobado por el Congreso de la Unión, en el cual constantemente la mayor parte es destinada a la EPS PEMEX EP, en promedio cerca del 80% del presupuesto es destinado a esta subsidiaria.

⁹ Abreviatura en inglés para el término de Gastos de Capital, que indica la cantidad de dinero gastado en la compra de bienes de capital de una empresa determinada.

¹⁰ Abreviatura en inglés para el término de Gasto Operacional, que es el capital utilizado para mantener o mejorar el activo físico de una empresa determinada.

Gráfica 3 Inversión por EPS PEMEX 2018



Nota: Otros incluye a las EPS de Fertilizantes, Etileno, Cogeneración, Perforación, Logística y Corporativo

Fuente: Elaboración propia basado en PEMEX (2018).

PEMEX EP es la subsidiaria a la que se le destina la mayor inversión, y es el pilar del funcionamiento de la cadena de valor de la operación de PEMEX, ya que tiene la mayor producción, es la principal fuente de ingresos y la que registra mayor número de activos. La eficiencia en el uso de estos recursos es primordial para el abastecimiento y funcionamiento del resto de las EPS y tiene un papel protagonista dentro de la industria petrolera y del sector energético.

Figura 1 Cadena de valor PEMEX



Fuente: Elaboración propia con base en PEMEX (2018).

1.2.2 Comercio Internacional de PEMEX

Los ingresos provenientes del comercio internacional representan para PEMEX la principal fuente de ingreso, y el justificante para el financiamiento de los proyectos de exploración, producción, refinería, logística y distribución, y en base a la producción lograda es que se determina cómo se distribuirá el presupuesto autorizado entre las EPS. Desde su expropiación la paraestatal había podido tener un desempeño creciente en su producción y participación en el mercado exterior, y que alcanzó su pico tras el descubrimiento y explotación del yacimiento de Cantarell. También esta tendencia se veía favorecida por una relativa estabilidad en los precios internacionales del petróleo, que le permitían a PEMEX una asignación poco volátil. Pero a partir de 2007 que presentó una caída regular en los precios hasta el 2016, momento en el que se firmó un acuerdo entre la OPEP y 11 países no OPEP para limitar la oferta mundial de crudo, dando como resultado que los precios internacionales del crudo se incrementaran.

En las siguientes graficas se presentan los resultados, tanto en volumen como en valor del comercio internacional de PEMEX EP, con la finalidad de visualizar la tendencia que existe desde la creación de la subsidiaria hasta el presente, y se incluye también las importaciones del resto de las EPS.

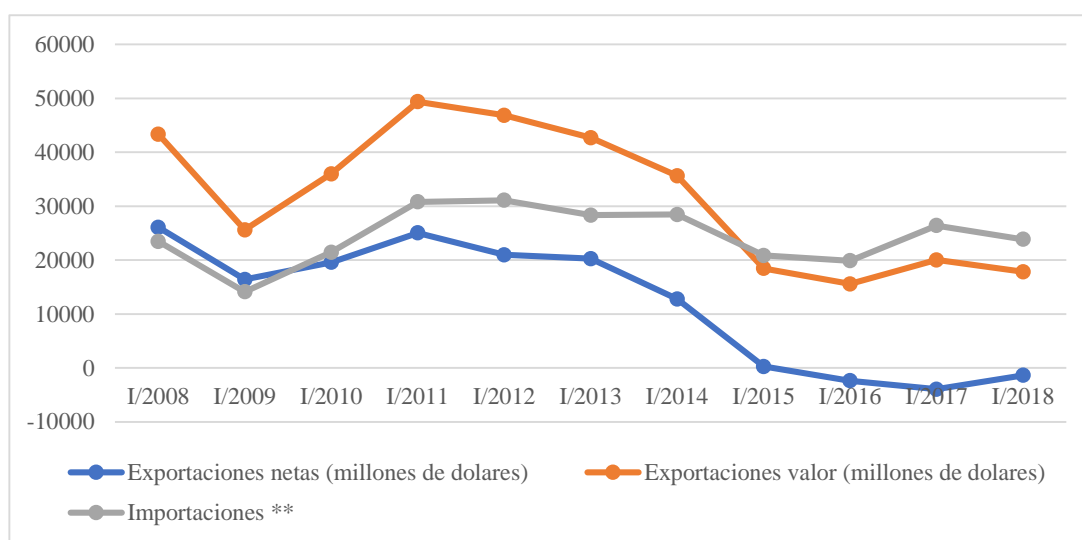
En el gráfico 6 resalta la crisis resultante del agotamiento de las reservas del yacimiento de Cantarell en el año de 2009, pero se observa una clara recuperación y récord de exportaciones en el 2011. A partir de aquí existe un cambio en la tendencia, la cual se atribuye al aumento de oferta por parte de los países pertenecientes a la OPEP¹¹, la cual presenta un ligero repunte hasta 2016, fecha en la que se firma el acuerdo de oferta para estabilizar los precios del mercado nuevamente. Sin embargo, el nivel alcanzado para el 2017, es apenas el mismo que en 2004 (PEMEX, 2017).

Las importaciones muestran una correlación con las exportaciones, pero a partir de 2011 se aprecia una estabilización y para el 2015 superan las percepciones logradas por las exportaciones, dejando en claro que el valor y la necesidad de importaciones ha aumentado, que los productos petrolíferos y petroquímicos tienen un mayor valor agregado, y que no se están aprovechando los activos de

¹¹ Conforme al resumen ejecutivo de las páginas 4-5 del informe anual 2017 de PEMEX.

otras subsidiarias para cubrir esta demanda. Como consecuencia, las exportaciones netas presentan valor negativo a partir de 2015 hasta el 2017 y se puede prever que será igual para el 2018.

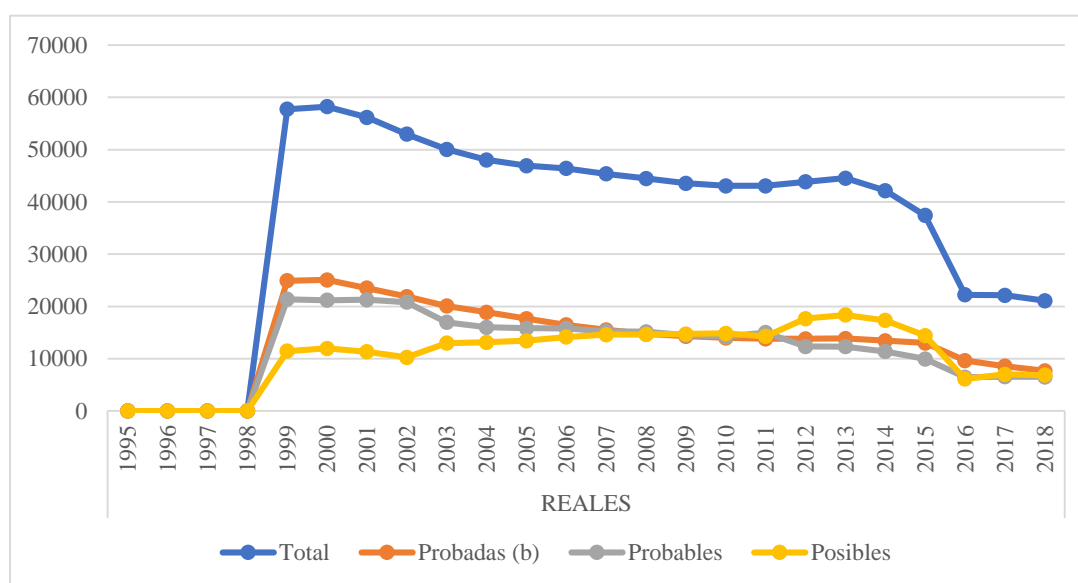
Gráfica 4 Comercio Internacional de PEMEX



Notas: Los datos están expresados en millones de dólares. Las importaciones corresponden a gas natural, productos petrolíferos y productos petroquímicos.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de SENER (2018) y PEMEX (2018).

Gráfica 5 Reservas de Hidrocarburos de PEMEX



Notas: Para la estimación de reservas probadas, desde 2003 se emplean las definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de EE. UU, y las cifras de años anteriores fueron ajustadas.

Fuente: Elaboración propia con base en datos SENER (2018) y PEMEX (2018).

La evolución de las reservas de hidrocarburos deja en claro que desde la explotación de Cantarell en 1998, poco se ha logrado para mantener el volumen total de reservas y por lo tanto presenta una tendencia a la baja, que en el año de 2015 se resultó agravada. Además, al especificar respecto a las reservas probadas, que pueden ser explotadas en menor plazo, se observa de igual manera que la caída a partir de 2015 es abrupta, tentativamente se aprecia difícil que la subsidiaria logre aumentar significativamente este indicador a mediano plazo.

1.2.3 Planteamiento del problema

Contemplando la importancia estratégica de la EPS de EP, por la cantidad de inversión que se le asigna y a lo primordial de la entrega de sus productos para toda la cadena de valor de PEMEX, para cubrir la demanda nacional e internacional. Plantear como base para esta investigación a EP como el componente más relevante por el volumen de sus operaciones y el ingreso que se representa para amortizar y pagar las inversiones no solo de sí misma, sino también del resto de las subsidiarias. Por el rol crítico que tienen los ingresos derivados del petróleo para el gasto público y ser la subsidiaria con mayor cantidad de activos operando, EP se seleccionó para evaluar su eficiencia, el cambio tecnológico y la PTF.

Se evaluará la eficiencia técnica, cambio tecnológico y la productividad del sector *upstream* incluyendo a PEMEX EP a través del período de 2008 a 2017, en comparación con los principales países productores de petróleo del mundo, para identificar los cambios en la productividad de los países, cuáles son referentes de eficiencia productiva y el progreso que se tiene en la eficiencia, el cambio tecnológico y la PTF a través del tiempo. Así identificar también la tendencia que sigue la industria petrolera mexicana en el mercado internacional.

Dado la disminución de la inversión, las reservas petroleras, de la producción (considerando que el repunte está aún por debajo de niveles de años anteriores) y de las exportaciones, esta investigación centra su atención en que PEMEX EP enfrenta un período crucial en el que la gestión debería estar orientada tanto a disminuir costos, aprovechar de la mejor manera los recursos disponibles, pero al mismo tiempo, optimizar los resultados de la producción para cubrir la demanda interna, la nacional y la internacional.

De acuerdo con el reporte anual de 2017 de PEMEX, los objetivos y estrategia de PEMEX se encuentran plasmados en su Plan de Negocios 2017-2021. Dicha estrategia, con la rentabilidad como eje rector, estableció las medidas de corto y mediano plazo para capitalizar la oportunidad histórica de la Reforma Energética con los instrumentos y flexibilidad necesarios para:

- Focalizar el negocio en actividades estratégicas.
- Establecer alianzas y asociaciones.
- Fortalecer la eficiencia y eficacia operativas.

Una mejora en los procesos, el incremento de la productividad y la eficiencia, un manejo disciplinado de los recursos, la implementación de estrategias financieras y la consolidación de los esquemas de migración de las asignaciones, le permitirían alcanzar las metas establecidas en su Plan de Negocios.

Las restricciones en los recursos que experimenta PEMEX EP requieren de un enfoque que conjugue un análisis tanto de su productividad como de la eficiencia con la que se realiza la gestión de su proceso productivo, que identifique la evolución en los períodos desde la creación de la EPS hasta el año 2017. Un estudio con estas características no había sido realizado para la PEMEX EP con las herramientas metodológicas actuales y en comparación con los principales países productores de petróleo.

1.3 Preguntas de investigación

Dentro de una investigación científica, la construcción adecuada de preguntas de investigación requiere que se especifique en cada una de manera implícita o explícita, las variables dependientes e independientes, tiempo y espacio. De esta manera las respuestas estarán bien orientadas y resolverán de manera congruente las preguntas en relación con los resultados obtenidos.

Para el análisis concreto de la problemática que enfrenta EP se plantean las siguientes preguntas de investigación.

1.3.1 Pregunta general 1

¿Cuáles fueron las variables que tuvieron mayor influencia en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.3.2 Pregunta general 2

¿Cuáles fueron las variables que tuvieron mayor influencia en la productividad total de los factores del sector *upstream* los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.3.3 Pregunta específica 1

¿Cuál fue el impacto de la eficiencia técnica pura en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.3.4 Pregunta específica 2

¿Cuál fue el efecto de la eficiencia de escala en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.3.5 Pregunta específica 3

¿Cuál fue el impacto del cambio tecnológico en la productividad total de los factores del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.3.5 Pregunta específica 4

¿Cuál fue el efecto del cambio en la eficiencia técnica pura en la productividad total de los factores del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017?

1.4 Objetivos de Investigación

Este trabajo busca la solución de la problemática antes definida, por lo que se plantean los siguientes objetivos, orientados a que el conocimiento generado sea de utilidad para lograrlos de manera satisfactoria, siguiendo el método científico y a conciencia de los límites propios de la recolección de datos, la metodología seleccionada, el tipo de resultados y la capacidad de interpretación.

1.4.1 Objetivo general 1

Identificar cuáles fueron las variables que tuvieron mayor influencia en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.4.2 Objetivo general 2

Identificar cuáles fueron las variables que tuvieron mayor influencia en la productividad total de los factores del sector *upstream* los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.4.3 Objetivo específico 1

Explicar cuál fue el impacto de la eficiencia técnica pura en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.4.4 Objetivo específico 2

Evaluar cuál fue el efecto de la eficiencia de escala en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.4.5 Objetivo específico 3

Puntualizar cuál fue el impacto del cambio tecnológico en la productividad total de los factores del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.4.6 Objetivo específico 4

Explicar cuál fue el efecto del cambio en la eficiencia técnica pura en la productividad total de los factores del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017.

1.5 Hipótesis de Investigación

Toda hipótesis constituye un juicio o proposición, una afirmación o una negación de algo. Sin embargo, es un juicio de carácter especial porque son proposiciones provisionales y exploratorias y por tanto, su valor de veracidad o falsedad depende críticamente de las pruebas empíricas disponibles. En este sentido, la replicabilidad o repetibilidad de los resultados es fundamental para confirmar una hipótesis como solución de un problema (Hernández *et al.*, 2006). Las hipótesis resultan de un punto de partida, integran la intuición del investigador con el paradigma vigente acerca de un problema de investigación, cuestionan la realidad y finalmente son puestas a prueba con la realidad para dar lugar a nuevo conocimiento científico. Las hipótesis planteadas para esta investigación son las siguientes.

1.5.1 Hipótesis general 1

La eficiencia técnica pura y la eficiencia de escala fueron las variables que tuvieron la mayor influencia en la ETG del sector *upstream* de la industria petrolera mundial en el periodo 2008-2017.

1.5.2 Hipótesis general 2

Los cambios en la eficiencia técnica pura y el cambio tecnológico fueron las variables que tuvieron la mayor influencia en la PTF del sector *upstream* de la industria petrolera mundial en el periodo 2008-2017.

1.5.3 Hipótesis específica 1

El impacto de la eficiencia técnica pura en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017 es positivo.

1.5.4 Hipótesis específica 2

El efecto de la eficiencia de escala en la eficiencia técnica global del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017 es positivo.

1.5.5 Hipótesis específica 3

El impacto del cambio tecnológico en la eficiencia técnica pura del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017 es positivo pero menor al efecto de los cambios en la eficiencia técnica pura.

1.5.6 Hipótesis específica 4

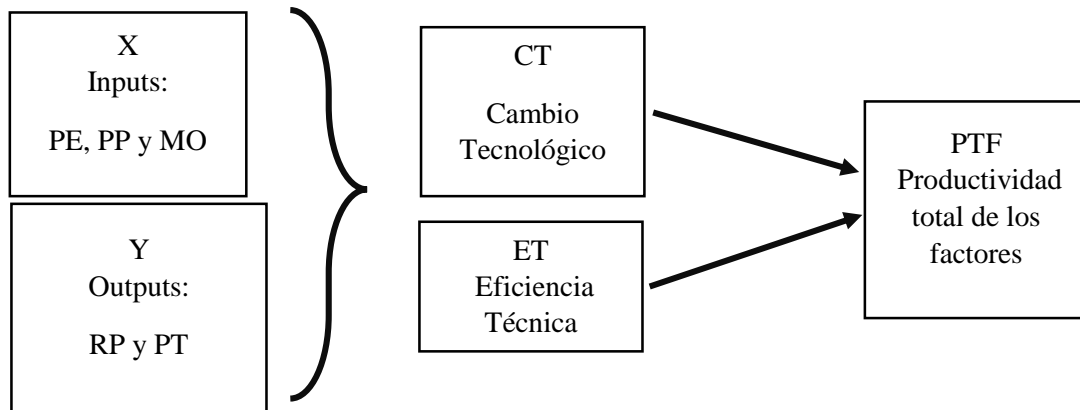
El efecto del cambio en la eficiencia técnica pura en la eficiencia técnica pura del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo en el periodo 2008-2017 es positivo y de mayor magnitud que el cambio tecnológico.

Tabla 5.1 Descripción de Variables

<i>INPUTS</i>		Variables independientes		Variables Dependientes
Pozos activos de producción (PP)	}	Eficiencia de Escala (EEs)	}	Eficiencia Técnica Global (ETG) Índice de distancia real en relación con la mejor práctica
Pozos activos de exploración (PE)				
Número de trabajadores (MO)		Eficiencia Técnica Pura (ETP)		
<i>OUTPUTS</i>				Productividad Total de los Factores (PTF) Tasa de cambio en la productividad de <i>outputs</i> entre el conjunto de <i>inputs</i>
Reservas petroleras probadas (RP)		Cambio Tecnológico		
Producción total de barriles de petróleo anuales (PT)				

Fuente: Elaboración propia (2019).

Figura 5.2 Esquema de Relación entre Variables



Fuente: Elaboración propia (2019).

1.6 Justificación

El presente estudio servirá de apoyo para las operaciones de PEMEX, ya que brindará una herramienta que le permita evaluar el papel de eficiencia y el cambio tecnológico en la productividad de los factores utilizados, con la finalidad de mejorar sus procesos constantemente e identificar los momentos en los que ésta se reduce, y poder reaccionar a tiempo para formular

objetivos más realistas y determinar los factores que contribuyen para mejorarla. Se busca plantear con anticipación la importancia y fortalecimiento de dichos factores para lograr un desarrollo integral en las operaciones, sobre todo por el cambio de paradigma del mercado, ya que ahora competirá con la iniciativa privada incluyendo empresas multinacionales de fuerte presencia en el mercado internacional.

Es conveniente mencionar también el apoyo que este estudio puede tener para aquellos agentes que se dedicarán a la regulación de las operaciones de la industria petrolera, porque conociendo el proceder del sector y su eficiencia a través del período definido para esta investigación, se puede proteger de manera objetiva los intereses tanto de los particulares, de la paraestatal y de todos los ciudadanos mexicanos. La industria energética y su rama petrolera son cruciales para el desarrollo general de la economía del país, y cualquier política que se establezca en el futuro tiene que realizar un análisis detallado de la situación actual para poder garantizar los efectos deseados de dichas políticas, y que aquellos encargados de la toma de decisiones, tanto gubernamentales como de empresas privadas, puedan operar en un mercado justo y bien regulado.

Aquellas empresas que decidan entrar y competir en el mercado mexicano deben realizar un estudio detallado sobre las condiciones que existen en el país, con este trabajo se aportará un análisis científicamente fundamentado que servirá como guía para la toma de decisiones de dichas empresas durante su ingreso y evolución de sus operaciones en territorio mexicano. Además, podrá sentar la base para un autoanálisis de la propia eficiencia, tanto en México, como en los otros países que operen, y así a través de procesos de *benchmarking* logren que sus operaciones sean eficientes y obtengan la recuperación de su inversión con los mejores beneficios a los menores costos.

Se considera en este trabajo el impacto que tendrá sobre los actores del sector petrolero (industrias, servicios y ciudadanos), ya que éstos son considerados el sustento de cualquier operación comercial, mientras la evaluación de la eficiencia y productividad este bien aplicada se orientará siempre a la obtención de los mayores beneficios sin que éstos afecten a otro sector. Los costos sociales son una externalidad difícil medir en cualquier modelo económico, sin embargo, se deben considerar ya que los efectos sociales de la actividad de la industria petrolera están fuertemente ligados al crecimiento económico de México y al bienestar de toda su población.

El análisis de la industria en esta investigación busca establecer conclusiones y recomendaciones que beneficien a la sociedad, donde se puntualicen acciones para que los costos sociales no sobrepasen a los beneficios económicos obtenidos por la actividad de la industria, porque de ser así es muy posible que la actividad futura de la industria se vea obstaculizada por el descontento de los consumidores, e incluso se reduzca la posibilidad de competencia de las empresas privadas o de PEMEX. Por lo anterior, el estudio constante de los resultados de las operaciones del sector petrolero y el interés en seguir mejorando su eficiencia otorga a los actores de la industria la información suficiente y objetiva para su toma de decisiones.

La presente investigación es de carácter longitudinal¹², ya que analiza datos a través del periodo 2008-2017 para hacer inferencias respecto a los cambios que ha experimentado la eficiencia y la PTD de las operaciones del sector *upstream* o EP, con la finalidad de deducir si existe alguna tendencia y determinar cuáles son los factores que han afectado.

Como horizonte espacial se consideran a los países que tienen mayor participación en el sector *upstream* de la industria petrolera mundial donde se incluyen los resultados de la subsidiaria PEMEX EP empresa paraestatal establecida en México. Las operaciones que a dicho sector corresponden son la exploración y hallazgo de reservas de petróleo en nuevos yacimientos, actualizar la información y asignar estimado de producción, desarrollar un análisis de riesgo de éxito o fracaso y planteamiento de necesidad presupuestal para los proyectos necesarios. También de la extracción de petróleo crudo en sus diferentes tipos, de gas pesado, gas, manejo de residuos y abastecimiento de la demanda establecida de manera interna, colocarlo para su distribución nacional e internacional, llevar a cabo uso de la inversión captada para activos de extracción y explotación de los yacimientos tanto en costa como en aguas profundas (PEMEX, 2018).

La evaluación de la gestión se hace en relación con los insumos necesarios para la formación de capital de exploración y producción, de empleados, para la obtención de reservas petroleras y producción de crudo.

¹² Análisis de un período de tiempo.

La información necesaria para realizar la investigación está disponible, PEMEX por ser una empresa paraestatal tiene la obligación legal de transparentar, registrar y compartir con la población los datos de sus operaciones; también existe un amplio contenido teórico y bibliográfico que ha tratado el tema del sector energético y de manera específica de la rama industrial petrolera, existen tanto estudios de la descripción de su historia y operaciones como publicaciones científicas que abordan diversas problemáticas específicas y pertinentes a esta industria. Para la información del resto de países productores están disponibles en sus registros nacionales, reportes anuales de las diferentes empresas y publicaciones científicas.

Se encuentra también un acervo bibliográfico pleno, suficiente sobre teorías y metodologías necesarias para el diseño de esta investigación, que aportan diversas perspectivas para la problemática elegida, enfoques que al analizarlos de manera conjunta brindan robustez a las herramientas y resultados de este trabajo.

1.7 Tipo de investigación

Los diferentes alcances que tiene esta investigación, describiendo las razones por las cuales esta investigación cubre las características de cada uno y también se señala cómo se complementan para proporcionar una perspectiva más completa acerca de la problemática elegida, y más adelante justificar las teorías seleccionadas para su estudio y fundamentar objetivamente las conjeturas y conclusiones obtenidas al poner a prueba las hipótesis de investigación.

Esta investigación es de tipo exploratorio, ya que muchas de las condiciones que se presentan dentro de la industria petrolera son relativamente nuevas en México y el efecto que tiene sobre sus resultados en el mercado internacional. El enfoque y el modo en que se relacionan las variables elegidas para este estudio no se había planteado antes para la industria petrolera, y aun cuando la metodología seleccionada sí es ampliamente utilizada por su robustez, permite utilizar diferentes tipos de variables y explorar de una manera novedosa brindando conclusiones con nuevos enfoques teóricos (Torres y Navarro, 2007).

Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de las personas, grupos, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis

(Hernández, 2006). La presente investigación tiene un alcance descriptivo porque busca enunciar las características de los procesos, las operaciones, las propiedades de la empresa subsidiaria de PEMEX EP durante el período 2008-2017, en comparación con los resultados que otros países tienen en el sector *upstream* durante el mismo período. Se recolecta y se mide la información sobre las variables en dicho periodo.

La investigación correlacional asocia variables mediante un patrón predecible para un grupo o población (Hernández, 2006). En esta investigación se profundizará en encontrar la relación que tienen los insumos (*inputs*) tanto de capital como de trabajo, con los productos (*outputs*) de EP con la ETG, el cambio tecnológico y la PTF de los 15 principales países productores de petróleo.

Los propósitos de una investigación explicativa son: entender el fenómeno, responder a las causas de los eventos, sucesos y fenómenos físicos y sociales (Torres y Navarro, 2007). Es la intención de este trabajo poder ubicar áreas de oportunidad y fortalezas de la industria petrolera de México, reflejadas en su principal subsidiaria y por esta razón, se considera primordial encontrar las causas de la productividad y eficiencia de EP para detallar conclusiones y recomendaciones precisas acerca de cómo accionar los efectos positivos deseados sin cambios estructurales, y además sin alterar las condiciones actuales del mercado, al compararlo con sus competidores internacionales.

La investigación es de enfoque cuantitativo, este tipo de investigación describe el fenómeno por sus características numéricas, los datos son cantidades de cada característica dada en cierto momento o espacio (*ídem*). Los datos necesarios para evaluar la eficiencia y la productividad son cuantitativos porque se requieren los valores de las cantidades de los factores de producción, y los resultados requieren de interpretación estadística y matemática en coherencia con las teorías seleccionadas, para darle una interpretación sobre la realidad de PEMEX EP.

Todos los hechos reales son representados por conceptos que los definen adecuadamente. Esos conceptos asumen las propiedades básicas de los objetos que representan, de tal forma, a través de ellos se pueden tratar como objetos conceptuales para poder ser explicados, a estos conceptos se les denomina variables (Navarro, 2007). Una clasificación básica es aquella que distingue entre variables independientes y variables dependientes.

La variable independiente es aquella que produce modificaciones en otra variable con la cual se relaciona, suele designarse por esa razón como variable causal. Las variables independientes de esta investigación son: los *inputs* de capital los PE y los PP e *inputs* de trabajo la MO y los *outputs* las RP y la PT. Las variables dependientes son eficiencia técnica pura (ETP), eficiencia de escala (EEs); la eficiencia técnica global (ETG) como la primera fase de esta investigación. Enseguida los cambios en la ETP, la EEs, la ETG y el CT son las variables independientes de la PTF, la cual es la variable dependiente final del análisis que concierne a este trabajo.

1.8 Alcances

La descripción de los hechos y sus causas de manera científica busca que el nuevo conocimiento de la investigación surja aplicando el método científico en sus diversas expresiones, que las conclusiones sean lo más generales posibles, que se mantengan vigentes y presenten evidencia irrefutable (Hernández, 2006). Sin embargo, el mismo proceso da paso a nuevo conocimiento y a la posibilidad de tener varios enfoques para el mismo problema, con diferentes soluciones y descripciones. Además, dependiendo de las herramientas elegidas para el trabajo y el costo de aplicarlas puede obligar al investigador a respuestas más específicas o de muestras representativas, que aunque se asignen de manera objetiva y suficiente, tendrán un margen de error o sólo solucionaran parte de la problemática general. Para el procesamiento de datos y creación del análisis envolvente de datos como para el análisis del índice de Malmquist, se hará uso de *software* especializado, siguiendo la instrucción de cada uno se analizarán los resultados arrojados y se expondrán en el presente documento.

La investigación expone la PTF y eficiencia de México y los principales países productores de petróleo de 2008 hasta el año 2017. También muestra los resultados de cada tipo de eficiencia, tanto en volumen de producto como con rendimientos variables a escala. Se utilizarán registros, documentos y bibliografía disponibles sobre el tema y se tendrá contacto con representantes y expertos del tema para la descripción de los procesos involucrados en la producción. Este trabajo también muestra la contribución de la tecnología y la eficiencia en la PTF.

La herramienta metodológica elegida permite el análisis de *benchmarking*, con el que se compara en cada año todas las unidades de producción con las que tuvieron los mejores resultados, para

observar aquella(s) que han obtenido mejores resultados por mayor cantidad de años, cuáles son las unidades menos eficientes. Se realiza también una revisión de *slacks*, para visualizar los motivos de las deficiencias.

La presente investigación está orientada a describir la eficiencia y la productividad de PEMEX EP y los principales países productores de petróleo del periodo 2008-2017. También se hará la misma revisión sobre la PTF de las DMUs. Con el objetivo de identificar las características en cada periodo de los países que obtuvieron el mejor desempeño, y utilizándolas como referencia para identificar las causas de las deficiencias del resto de las naciones, y de manera particular especificar los efectos sobre la industria petrolera mexicana en su sector *upstream*.

Finalmente se buscarán futuras líneas de investigación, en términos de una mejor descripción de la problemática que atraviesa la industria petrolera mundial en cada uno de sus diferentes sectores, de EP, PEMEX y el resto de subsidiarias de PEMEX, para conocer a fondo a la industria petrolera de México, el sector energético mexicano, ya que dado el valor estratégico de la explotación petrolera, es fundamental poder lograr un paradigma más amplio por el bien de las finanzas nacionales y el desarrollo económico del país y de su participación en el mercado internacional.

1.9 Limitaciones

Respecto a documentación histórica y acceso a la información puede existir poca información objetiva o que se mantengan en secreto por los dueños, representantes o gerentes de las empresas. También es posible que para conseguir la información o visitar a algún representante se requiera de permisos especiales y/o se incurra en algún costo que en caso de acumularse con los otros costos de investigación, pueda limitar los alcances de la investigación.

Aun cuando los modelos de medición elegidos cuenten con aceptación científica, durante el proceso de investigación se pueden requerir nuevas variables o información que no esté disponible o que nunca hubiera sido presentada en otra investigación. Además de la modificación de las variables y sus indicadores, puede haber la necesidad de cambiar la muestra o las herramientas para que las conclusiones describan de manera muy específica al sector *upstream* de la industria petrolera.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

Es este capítulo se presentan las generalidades de la industria petrolera, su clasificación, sus actividades, sus productos, el ciclo del negocio y los tipos de compañías que la conforman. Además, se detalla el panorama general de la industria a nivel internacional, el papel de México en la industria y el rol que tiene exploración y producción dentro del sector *upstream* de la industria.

2.1 Generalidades de la industria petrolera

La industria petrolera es considerada la más grande por su valor en dólares estadounidenses (USD), su importante concentración de fuerza laboral que emplea a cientos de miles de trabajadores en todo el mundo y por la generación de miles de millones de USD anualmente de manera global. Las regiones en donde están presentes las NOCs más importantes, contribuyen de manera vital y significativa al crecimiento del PIB de sus naciones (Harraz, 2016).

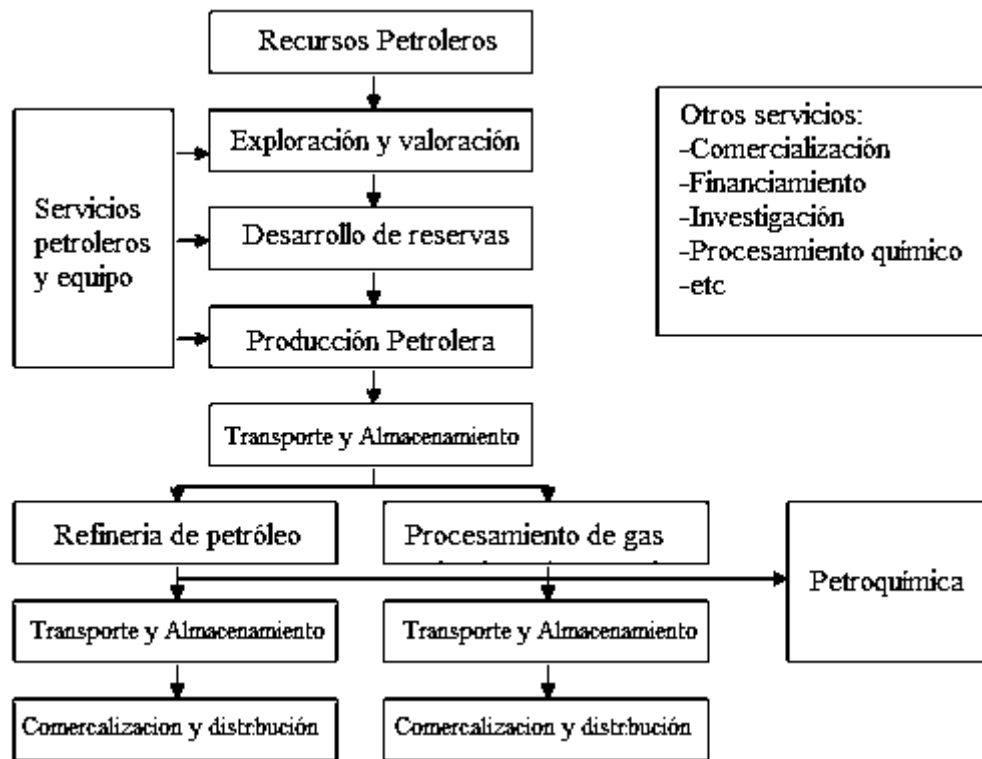
Los productos que genera la industria petrolera son muy variados, los de mayor volumen de producción corresponden al petróleo combustible, el gas natural y la gasolina (petrol). El petróleo representa la materia prima de una multitud de productos químicos, tales como farmacéuticos, fertilizantes, solventes y plásticos. Por esta razón, el petróleo resulta ser un insumo primordial o base para varias industrias en las naciones con mayor actividad industrial (*ídem*).

2.1.1 Estructura de la industria petrolera

La industria del gas y del petróleo engloba un rango de diferentes actividades y procesos que al unirlos contribuyen a la transformación de los recursos petroleros en productos terminados que pueden ser usados tanto por consumidores industriales como clientes privados. Estas diferentes actividades están inherentemente conectadas unas con otras (de manera conceptual, contractual y/o física), y estos nexos pueden ocurrir dentro o a través de firmas individuales, dentro y fuera de las fronteras nacionales (BM, 2009).

Parte de la complejidad del funcionamiento de la estructura de la industria se debe a que la mayoría de las reservas petroleras son controladas por empresas estatales (NOCs) y no por empresas privadas (*International Oil Companies*) (IOCs, por sus siglas en inglés), por esto es importante definir cómo se entrelazan las operaciones de los principales participantes de la industria para entender el funcionamiento y el modo en que se realizan las operaciones (Harraz, 2016).

Figura 2 Operaciones de la industria petrolera



Fuente: Banco Mundial, (2009).

El proceso de operaciones de la industria inicia con la identificación de zonas propias para la conducción de la exploración de reservas de petróleo y/o gas. Después del proceso inicial de exploración, el yacimiento es evaluado, se desarrolla (perforación de exploración y proyecto de infraestructura), después se inicia la producción (extracción de hidrocarburos). Estas actividades generalmente llamadas Exploración y Producción (EP), o referidas análogamente con otras industrias como *upstream* de petróleo y gas (API, 2018).

Los yacimientos de petróleo requieren una variedad de servicios auxiliares en el proceso de exploración y producción, tales como: análisis sísmico, perforación de pozos, suministro de equipo o proyectos de ingeniería. Estos servicios forman una parte importante en el desarrollo de la industria (con el tiempo han obtenido bastante experiencia e importancia), y tanto OICs como NOCs los proporcionan de manera doméstica e internacional, aprovechando sus activos para atender a más de un cliente (*ídem*).

Las infraestructuras de transporte (oleoductos, caminos, ferroviarias, puertos, etc.) y almacenamiento son críticas en varias fases, ya que están involucradas desde el traslado entre la producción hasta las instalaciones de transformación y también del procesamiento al cliente final. Estas operaciones normalmente son definidas como *midstream* (BM, 2009).

La refinación de petróleo y gas es necesaria para transformar los hidrocarburos extraídos en productos terminados. Los productos procesados son distribuidos a continuación a mayoristas o clientes industriales. Los procesos de Refinería y *Marketing*¹³ (R&M) se denominan “*downstream*”. Los productos del petróleo y del gas representan el principal insumo para la industria petroquímica, lo que explica la vinculación histórica y geográfica entre las dos industrias (BM, 2009).

Una sola compañía puede cubrir una o más operaciones a través de todo el proceso, empresas “integrales” participan en varias fases sucesivas tanto de EP como de R&M, y pueden pretender expandirse a otras operaciones y así cubrir también servicios auxiliares, de esta manera facilitan sus operaciones y pueden ofrecer servicios y productos a otras empresas de la industria petrolera. A nivel país, el sector *upstream* está limitado por la dotación de recursos naturales, y el sector *downstream* por el tamaño de mercado doméstico y la habilidad de exportar bienes y servicios (Harraz, 2016).

En los últimos años las NOCs han mantenido los derechos sobre la mayoría de las reservas petroleras y dominan el sector *upstream*. A pesar de esto, son algunas de las IOCs las que mantienen la cuota de mercado como: BG Group, BHP Billiton, Conoco-Phillips, Chevron, Eni, Exxon-Mobil, Hess Ltd, Marathon Oil, Total y Tullow Oil (Harraz, 2016). Como consecuencia, las NOCs comercializan directamente barriles de petróleo crudo y gas para empresas extranjeras que continúan con las operaciones del sector *midstream*, PEMEX; por ejemplo, opera de esta manera e importa constantemente productos refinados aun cuando cuenta con refinerías e industria petroquímica, a las cuales destina sólo cerca del 20% de su producción de barriles y produce sólo el 50% de sus gasolinas (PEMEX, 2018).

¹³ Comercialización, *branding*, publicidad, franquicias son parte de las funciones de *marketing*.

2.1.2 Ciclo de negocios del sector *upstream*

La licitación u obtención de contratos para exploración y producción es el primer paso que debe seguir cualquier empresa para obtener la licencia y los permisos correspondientes para iniciar operaciones. Dependiendo de la nación en la que se realice este proceso las condiciones pueden ser variadas, sobre todo en aquellos países donde las reservas y las operaciones son por parte de las NOCs, y en muchos casos se requiere de permisos adicionales con las instituciones locales a diferentes niveles; registro fiscal, permisos ambientales, comprobar capacidades, de responsabilidad social, derechos laborales, etc. (BM, 2009).

Las reservas petroleras son el primer “producto” o activo del que las empresas obtienen valor, dependiendo de la clasificación de reserva, basada en los estándares de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*) (SPE, por sus siglas en inglés). Las reservas son las cantidades de petróleo (por recuperar) que se calculan de manera anticipada para la comercialización en una fecha futura, se toman en consideración las condiciones económicas, el método que se requerirán de extracción y las regulaciones gubernamentales. Como no es posible determinar por anticipado el tamaño preciso o incluso la presencia de gas o de petróleo, las reservas se necesitan calcular con métodos determinísticos o probabilísticos, obviamente con estos métodos siempre existe cierto grado de incertidumbre. Para su conteo, normalmente las reservas se catalogan de la siguiente manera: reservas demostradas o P90, reservas probadas o 1P, reservas probables P50 o 2P y reservas posibles P10 o 3P, estas dos últimas responden a un mayor grado de incertidumbre y/o de dificultad de aprovecharlas (API, 2018).

Para que el petróleo pueda ser calificado como reservas cuantificables (probadas en particular) bajo los estándares de la SPE o equivalentes, debe existir información disponible por anticipado, esto significa realizar inversión de manera previa. Además, los estimados de las reservas de petróleo no sólo presentan incertidumbre en algún momento, su clasificación incluso puede cambiar significativamente dependiendo del entendimiento de la geología, las posibilidades tecnológicas y de los costos involucrados o la capacidad de inversión con los ingresos obtenidos (API, 2018).

Muchas de las NOCs no siguen o reconocen los estándares establecidos por la SPE o de la *Securities Exchange Commission* (SEC), y también las IOCs subestiman la importancia de realizar auditorías a las reservas de sus proveedores. PEMEX reportó en 1997 un estimado de reservas de 60 mil millones de barriles, pero después de una auditoría externa tuvo que reducirlas hasta 22 mil millones de barriles, lo que representaba una reducción del 64% (BM, 2009).

Cuando los hidrocarburos son encontrados en cantidades suficientes, se inicia la etapa de desarrollo que consiste en perforar para evaluar el yacimiento y establecer el tamaño y la comerciabilidad del hallazgo. Después se realiza la perforación para iniciar la producción y la construcción de la infraestructura que conectará los yacimientos con las instalaciones locales de procesamiento o con las diferentes rutas de comercialización. La distribución en tierra firme resulta mucho más sencilla, menos compleja y más barata que las operaciones realizadas en aguas someras o profundas (*ídem*).

2.1.3 Sector *midstream*, transporte y almacenamiento

Del lugar de producción, el gas y el petróleo necesitan ser transportados a las instalaciones de procesamiento, para después ser distribuido o comercializado. El petróleo también puede ser almacenado en varios puntos durante las distintas fases del proceso por distintas razones, ya sean por seguridad, por abasto o por mantenimiento/ especulación del precio (BM, 2009, API, 2018).

El petróleo crudo es almacenado en tanques y transportado por ductos, camiones, ferrocarril o en buques petroleros¹⁴ hacia las refinerías. Los principales puertos de exportación suelen encontrarse cerca de las regiones productoras de petróleo del mundo, como el puerto de Ras Tanura en Arabia Saudita que cuenta con las instalaciones de embarque de petróleo más grandes del mundo, con una capacidad de 6 millones de barriles por día. Las instalaciones de recepción (importación) y comercio, requieren de una gran capacidad de almacenamiento y de embarque tales como el canal de Houston, el puerto petrolero de Louisiana, Rotterdam y Singapur (API, 2018).

¹⁴ Existen grandes conexiones a través de ductos (oleoductos) en el mundo, el Trans-Alaska, el Druzhba que surte desde Rusia hacia el resto de Europa, entre otros; sin embargo, los buques petroleros son el método de transporte intercontinental más utilizado.

Tradicionalmente las refinerías suelen ubicarse cerca de los ejes de distribución para reducir los costos de transporte y mantenerse adyacente a la demanda de productos petroleros, hacer compras de crudo en el mercado abierto o directamente de los productores (BM, 2009), es en este punto donde los productores no necesariamente siguen todas las fases y comercializan el producto antes de procesar los hidrocarburos básicos, reduciendo así la necesidad de desarrollar de manera integral sus sectores *midstream* y *downstream* y promoviendo de esta manera las relaciones comerciales entre NOCs y OICs.

Los proyectos de ductos requieren de inversiones considerables, y no sería viables sin identificar de manera clara los ideales y compromisos a largo plazo de los usuarios (domésticos e internacionales, públicos y privados), las tarifas de recuperación y financiamiento a la medida. Cuando más de un país está involucrado, estos proyectos adquieren aún más consideraciones geopolíticas relacionadas con la infraestructura de abasto o evacuación, soberanía, costos de operación y de la tierra, diferenciación de riesgo y seguridad, entre otros, pero una vez realizados pueden mejorar sustancialmente la viabilidad de otros proyectos petroleros futuros (*ídem*).

2.1.4 Sector *downstream*, refinería y comercialización

La mayoría de las veces el petróleo crudo requiere ser refinado en productos para su consumo, las categorías principales de estos productos son petróleo combustible, gas, queroseno (destilados medios), gasolina, nafta (destilados ligeros) y gas licuado. Los tres principales usos energéticos del petróleo son para transporte, generación de electricidad y calefacción. También se utiliza para procesos no energéticos para el abasto de insumos a la industria petroquímica (API, 2018).

El principal motor de los patrones de consumo de los productos petroleros a través de regiones del mundo es el desarrollo económico. Mientras que en países en desarrollo el uso de petróleo combustible sigue manteniendo una demanda considerable para usos industriales, los países desarrollados con economías basadas más en los servicios y en la movilidad de personas en cambio requieren de uso de destilados medios y ligeros (BM, 2009).

El sector *downstream* resuelve una parte del negocio global, sumamente cíclico en las que su rentabilidad es muy sensible a cambios en el abasto y demanda de sus productos. El principal modo

en que se mide la rentabilidad es el Margen Neto de Refinería (GRM, *Gross Refining Margin*), el cual se calcula como la diferencia entre las ganancias obtenidas menos el costo de la materia prima, gastos laborales, gastos de mantenimiento y el capital de trabajo (capital de maniobra). El GRM no incluye los costos líquidos como las depreciaciones, por lo tanto, un GRM positivo aún puede estar presente en un ejercicio con pérdida, cuando se consideran los costos no líquidos (o a largo plazo), se le conoce como margen neto de refinería. Ambos márgenes se expresan regularmente por unidad de barril. Cada margen es diferente para cada planta, a pesar de esto, las refinerías que se encuentran en la misma región tienden a mostrar el mismo valor, debido a que atienden un mercado donde sus productos tienen los mismos precios, las mismas variedades de crudo a su disposición y muchas veces una configuración técnica muy similar. Comúnmente se hace referencia a tres márgenes para comparación los cuales son el de la Costa del Golfo de EE.UU, del Noreste de Europa y de Singapur (BM, 2009).

La comercialización se refiere a la distribución y venta de los productos refinados, ya sea a mayoreo o a minoristas industriales. El transporte terrestre para los combustibles es el más utilizado a las estaciones de los minoristas, el petróleo para la calefacción usualmente es entregado directamente a las industrias y para el uso residencial, el queroseno es comprado directamente por las empresas aviadoras, y los combustibles residuales son vendidos directamente a compañías navieras y plantas industriales. Los márgenes de comercialización (antes de impuestos menos el precio del mercado *spot*)¹⁵ tienden a ser más estables que los márgenes de refinería y la rentabilidad general de las estaciones está más encadenada tanto a las ventas de productos no combustibles como a los bienes de conveniencia (API, 2019).

2.1.5 Tipos de compañías petroleras

Realizar una evaluación del panorama competitivo del sector petrolero de cada país es complejo, ya que depende de múltiples factores interdependientes, en el que la habilidad de todos los participantes tiene relevancia en la creación de valor. En un extremo de las diversas opciones se considera el monopolio puro de propiedad estatal sin ningún participante foráneo; y de la otra parte

¹⁵ El mercado al contado o mercado spot es aquel en el cual tanto la transacción, como la liquidación de una operación coinciden en la misma fecha. Aunque se considera mercado al contado cuando la entrega se produce hasta un máximo de 2 días después (Econopedia, 2020).

un mercado de competencia perfecta sin ninguna regulación de entrada ni intervención estatal. La principal clasificación que se utiliza de las compañías petroleras responde a su propiedad y a su operación, las cuales son: Compañías Petroleras Nacionales (NOCs), Compañías Petroleras Internacionales (IOCs)¹⁶, Compañías Operativas (de exploración y producción) y Compañías de Servicios (Harraz, 2016).

Las IOCs son corporación que cotizan públicamente, funcionan como otra empresa privada solo que el producto con el que cotiza es el petróleo, aparecieron a finales del siglo XIX, en particular en EE. UU aparecen después del cierre de *Estandar Oil* que dominaba el mercado hasta 1911. Suele hacerse referencia a 6 “*Supermajor*” IOCs, que cotizan públicamente y se han adaptado a la integración de las NOCs y a la reducción de precios desde 1990, este grupo de compañías controló apenas 6% de las reservas mundiales, mientras que las NOCs controlan el 88% (BM, 2017).

Tabla 1 Seis “*Supermajor*”¹⁷ IOCs

Nombre	Ubicación	Ganancias (miles de millones de dólares)	Tamaño de reservas (miles de millones de barriles)
Exxon Mobil	Texas, EE. UU	383	72
Royal Dutch Shell	The Hague, Países Bajos	368	20
BP/ Amoco	Londres, Reino Unido	308	18
Total SA	París, Francia	229	10.5
Chevron	California, EE. UU.	204	10.5
Conoco Phillips	Texas, EE. UU.	198	8.3

Fuente: Elaboración propia con base en BM (2018).

El Instituto Americano del Petróleo (API) divide la industria en cinco categorías basado en su función. Las divisiones sirven para entender porque no solo el tamaño de las reservas se utiliza como diferenciador entre las compañías que participan y muestra que no están directamente relacionadas con las ganancias que éstas puedan obtener. Las NOCs controlan el sector *upstream*, las IOCs se diversifican y aprovechan las variantes desde la exploración y producción, buques

¹⁶ El Banco Mundial también las denomina Compañías Petroleras Privadas (POCs *Private Oil Companies*).

¹⁷ La referencia de *supermajor* se le dio desde los años 70's a las empresas que emprendieron con éxito y dominaron hegemoníamente hasta la década de los 90's cuando se consolidaba la colaboración de los países que pertenecían a la OPEP.

petroleros, refinerías, comercialización, ductos, servicios de abasto y mantenimiento, de consultoría, etc. (API 2019).

La mayoría de las IOCs se encuentran integradas “verticalmente”, esto significa que las divisiones de las compañías se especializan en varios segmentos de la industria como *upstream*, *midstream* y *downstream*. Las compañías “*Supermajor*” participan en todas las operaciones, incluyendo los servicios, pero excluyendo en algunos casos los ductos y transportación marítima. El sector *upstream* sigue siendo la principal fuente de ingresos para las IOCs, esto se debe a que por su larga trayectoria en la industria petrolera han desarrollado la experiencia necesaria para encontrar y desarrollar el crudo, esto vuelve a las IOC indispensables para la industria, incluso para las NOCs. Como resultado de su dominación en el mercado la mayoría de sus ingresos proviene de prestar estos servicios para aumentar tanto sus reservas propias como para sus clientes (*ídem.*).

Las NOCs o empresas estatales están incorporadas de manera muy similar a las IOCs, la mayor diferencia es que las éstas últimas reportan sus ganancias a sus accionistas, mientras que los ingresos obtenidos por las NOCs son gestionados por entidades gubernamentales. Las NOCs controlan la mayoría de las reservas petroleras de los países, esto ocurre principalmente por dos razones (Harraz, 2016): la primera se debe a los cambios políticos, los países donde existen grandes reservas de petróleo fueron arrebatando paulatinamente los derechos que tenían inicialmente las IOCs. Dictaduras militares en Medio Oriente, movimientos de izquierda y populistas en América Latina han logrado obtener el gobierno de sus países en parte por apoyar a las NOCs y prometiendo el regreso del petróleo a la población. La otra razón del aumento de las NOCs es el progreso de la industria petrolera, varios países ricos en petróleo han apalancado su economía asegurando ganancias mediante sus recursos naturales apoyándose en contratos con OICs para la extracción y desarrollo (*ídem.*).

La creación de la OPEP respondió directamente al poder de especulación que tenían las OICs, al realizar una gran alianza entre países petroleros, los países miembros de la OPEP pudieron ejercer más presión sobre la asignación de precios por parte de las OICs. Además, al desarrollar sus propios medios para la extracción y refinación del petróleo, las NOCs redujeron su dependencia de las IOCs (BM, 2009).

Tabla 2. Top 10 de Compañías Petroleras por Reservas y Producción

Rank	Compañía	Reservas petroleras (mMBd)	Compañía	Producción (MBd)
1	Saudi Aramco	303	Saudi Aramco	12.5
2	National Iranian Oil Company (NIOC)	300	NIOC	6.4
3	Qatar Petroleum	170	Exxon Mobil	5.3
4	Iraq National Oil Company	134	Petro China Company Limited (PTR)	4.4
5	Petróleos de Venezuela S.A.	129	British Petroleum BMP)	4.1
6	Abu Dhabi National Oil Company	126	Royal Dutch Shell plc (RDS.A)	3.9
7	Kuwait Petroleum Corporation	111	PEMEX	3.6
8	Nigerian National Petroleum Corporation	68	Chevron	3.5
9	National Oil Corporation of Libya	50	Kuwait Petroleum Corporation	3.2
10	Sonatrach, Algeria	39	Abu Dhabi National Oil Company	2.9

Fuente: Elaboración propia, con base en BM (2018).

2.2 Contexto internacional de la industria petrolera

Es importante mencionar que la industria petrolera se encuentra claramente dividida en dos, los países miembros de la OPEP, y aquellos que no pertenecen. Debido a características del mercado que prevalecían desde la década de los sesenta, y sobre todo debido a la desigualdad en la distribución de las rentas petroleras y de las obligaciones por exportación, surgió la necesidad de crear una coalición que equilibrara la fuerza que tenían las empresas privadas sobre las economías en desarrollo (Ernst y Steinbuhl, 1999).

2.2.1 El mercado petrolero previo al origen de la OPEP

La participación del petróleo en el total mundial de la producción y consumo de energía no ha sido siempre igual y ha sufrido una importante transformación si se considera su evolución desde principios de siglo. Por aquel entonces, Europa Occidental y EE.UU abastecían sus necesidades energéticas con recursos propios como el carbón, el gas natural y el petróleo existente en EE.UU (Ernst y Steinbuhl, 1999).

A principios de siglo, la existencia de petróleo en países del Tercer Mundo era prácticamente desconocida, y recién en 1910 se empieza a producir este recurso energético en estas regiones. Las compañías norteamericanas, en su búsqueda por yacimientos con mayores índices de productividad, incursionaron en el Medio Oriente y se encontraron con la presencia de compañías petroleras inglesas. Estas compañías crearon en 1928 un cártel internacional de petróleo, conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales, conocidas como las Siete Hermanas: Standard Oil of New Jersey (denominada Exxon desde 1973), Socony Mobil Oil, Standard Oil of California (SOCAL), Gulf Oil, Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum. Las cinco primeras, de capitales norteamericanos, la sexta anglo-holandesa, y la última de capitales británicos (Ruiz, 2001).

Ruiz (2001), detalla cómo estas compañías tuvieron el control en las esferas de exploración, producción, comercialización y distribución del petróleo, y pudieron mantener los precios bajos no sólo por lo reducido de los costos de producción, especialmente en los yacimientos petroleros del Golfo Pérsico, sino también por la necesidad de captar el mercado y desplazar al carbón, y la aparición de nuevas compañías independientes del cártel y la del petróleo soviético en el mercado.

Cabe señalar que hasta principios de la década del setenta, el precio de producción individual del crudo extraído en EE.UU era casi tres veces más elevado que el precio individual del crudo del Golfo Pérsico. Por otro lado, el carbón estadounidense era más caro que el crudo de ese origen y tendía a fijar el precio del mercado para el petróleo. En cambio, el carbón extraído en Europa, de costos más elevados que el estadounidense, se encontraba por encima del precio de mercado y debía ser subsidiado (Ernst y Steinbuhl, 1999).

Estos hechos dieron lugar a que los países importadores de petróleo reemplazaran su producción de recursos energéticos locales por petróleo importado a menor precio, lo cual a su vez determinó el cierre de un conjunto de minas de carbón que dieron lugar a altas tasas de desempleo en los sectores productores de energía. A pesar de ello, el bajo precio del petróleo proveniente de los yacimientos del Golfo Pérsico no eliminó por completo del mercado a las otras fuentes energéticas (el crudo estadounidense, el carbón del mismo origen y el carbón europeo) de costos más altos, precisamente porque el mercado de energéticos no era un mercado libre (Ruiz, 2001).

En efecto, no sólo existía una estructura oligopólica de las empresas petroleras, sino que los países industrializados importadores de petróleo establecieron cuotas de importación, especialmente EE.UU durante los años cincuenta. Posteriormente, se fijaron impuestos para el petróleo importado y se establecieron subsidios de protección a la producción energética local tanto en EE.UU como Europa (*ídem*).

A pesar de estas medidas, el creciente consumo del petróleo facilitó las tareas de reconstrucción y posterior crecimiento de las economías de Europa y Japón durante los veinticinco años posteriores al fin de la Segunda Guerra Mundial (SGM). Éste se adecuaba de forma más eficiente a la industria en general, especialmente a la del transporte (*ídem*).

Por otro lado, además de las ganancias de las compañías petroleras multinacionales, los gobiernos de los países industrializados descubrieron que las crecientes importaciones de petróleo les permitía no sólo proteger sus propias reservas de combustible de origen fósil, sino recaudar montos significativos de recursos derivados de los impuestos que se cobraban al consumidor en los países importadores (*ídem*).

En los países productores subdesarrollados de Medio Oriente, Sudamérica y África del Norte, la producción de petróleo aumentó de 74 millones de toneladas en 1945 a 1 500 millones de toneladas hasta el momento de la crisis energética en 1974 (Al Chalabi, 1980).

La creciente demanda mundial y el continuo deterioro en la relación de términos de intercambio crearon las condiciones para que las autoridades de los países del Golfo Pérsico asumieran un papel más activo en la explotación directa del petróleo, en la conformación de los precios, y en la

superación de las relaciones comerciales discriminatorias de la renta petrolera (Ernst y Steinbuhl, 1999).

2.2.2 Creación y evolución de la OPEP

La OPEP fue fundada en el marco de una Conferencia en Bagdad el 14 de septiembre de 1960 por cinco países exportadores: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela dando lugar a la creación de la primera asociación de países exportadores de materias primas (OPEP, 2019).

La fundación de la OPEP se produjo en el marco del proceso de emancipación de un significativo número de los países del Tercer Mundo, período que estuvo caracterizado por el débil precio de las materias primas, que era particularmente evidente en el caso del petróleo. Esta circunstancia dio lugar al surgimiento de un número importante de asociaciones de países exportadores de materias primas durante esta etapa, las cuales fueron creadas para productos básicos como el café, cacao, caucho natural, bauxita, hierro, cobre, entre otros (Al Chalabi, 1980).

En el caso específico de la OPEP, su fundación fue producto de una tensa correlación de fuerzas entre las compañías petroleras multinacionales y los países productores. Las primeras acciones se remontan a la época de la SGM, cuando Venezuela logró en 1943 el primer acuerdo regido bajo el principio “*fifty-fifty*”, por medio del cual el país productor recibiría además de la regalía petrolera, la mitad de las ganancias¹⁸ (Ruiz, 2001).

Esta acción fue seguida pronto por Arabia Saudita que logró un acuerdo en términos similares con la compañía Aramco. En 1951, el gobierno iraní presidido por el Primer Ministro Mossadegh nacionalizó las operaciones petroleras ante el fracaso de las negociaciones que venían realizándose desde 1947 para lograr un acuerdo en términos similares a los conseguidos por los países antes mencionados. Dos años después, un golpe de Estado derrocó al gobierno de Mossadegh y el Sha de Irán se convirtió desde entonces, hasta su derrocamiento en 1979 en un punto de apoyo fundamental de los países industrializados en su política en el Medio Oriente (*ídem*).

¹⁸ La diferencia entre el precio de venta y el costo de producción.

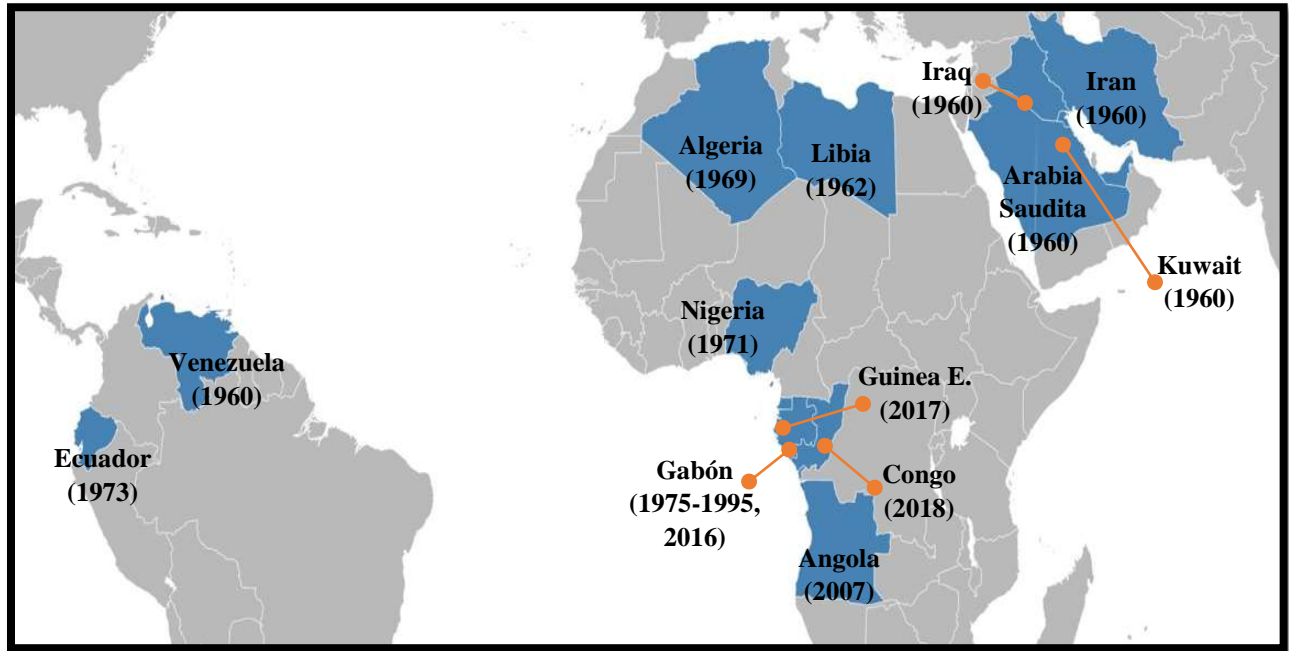
Paralelamente a estos hechos, la creciente demanda por el petróleo era satisfecha por nuevas concesiones que los países productores otorgaban con el fin de lograr mayores ganancias, ya que el canon petrolero era determinado con base a los precios de referencia que eran fijos. El otorgamiento de nuevas concesiones generaba a su vez una sobreoferta de petróleo que daba lugar a una depresión en los precios de mercado, lo cual a su vez generaba menores ganancias a las compañías petroleras internacionales (Ernst y Steinbuhl, 1999).

Con el fin de incrementar sus ganancias, las compañías petroleras intentaron a partir de 1958 manipular los precios, reduciendo el precio de referencia del petróleo. Fue precisamente la decisión unilateral de la compañía British Petroleum de reducir dicho precio en un 10% en 1959 y la reiteración de una reducción adicional en agosto de 1960, lo que impulsó a Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela a crear la OPEP (OPEP, 2019).

El objetivo inicial que se planteó la OPEP al momento de su creación fue hacerles frente a las políticas de reducción de los precios de referencia del petróleo que llevaban a cabo las compañías petroleras, las cuales además de la motivación antes señalada, tenían a su vez el objetivo adicional de evitar el ingreso de nuevas compañías y reducir la competitividad del petróleo de otras regiones, especialmente del petróleo soviético de exportación (Ruiz, 2001).

La política llevada a cabo por la OPEP ha transitado etapas diferentes no sólo en lo que respecta a las políticas de coordinación entre sus miembros, sino sobre todo en las circunstancias que determinaron el accionar de sus miembros debido a que, si bien las economías de todos los países miembros son altamente dependientes del petróleo, existen diferencias estructurales que generan importantes divergencias de intereses. Estas diferencias han tenido a su vez efectos sobre el precio del crudo en los mercados internacionales.

Figura 3. Países miembros de la OPEP (año de ingreso)



Nota: Qatar ingresó en 1961 y su membresía terminó en enero de 2019¹⁹. Indonesia ingresó en 1962 y suspendió su membresía en 2009.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la OPEP (2019).

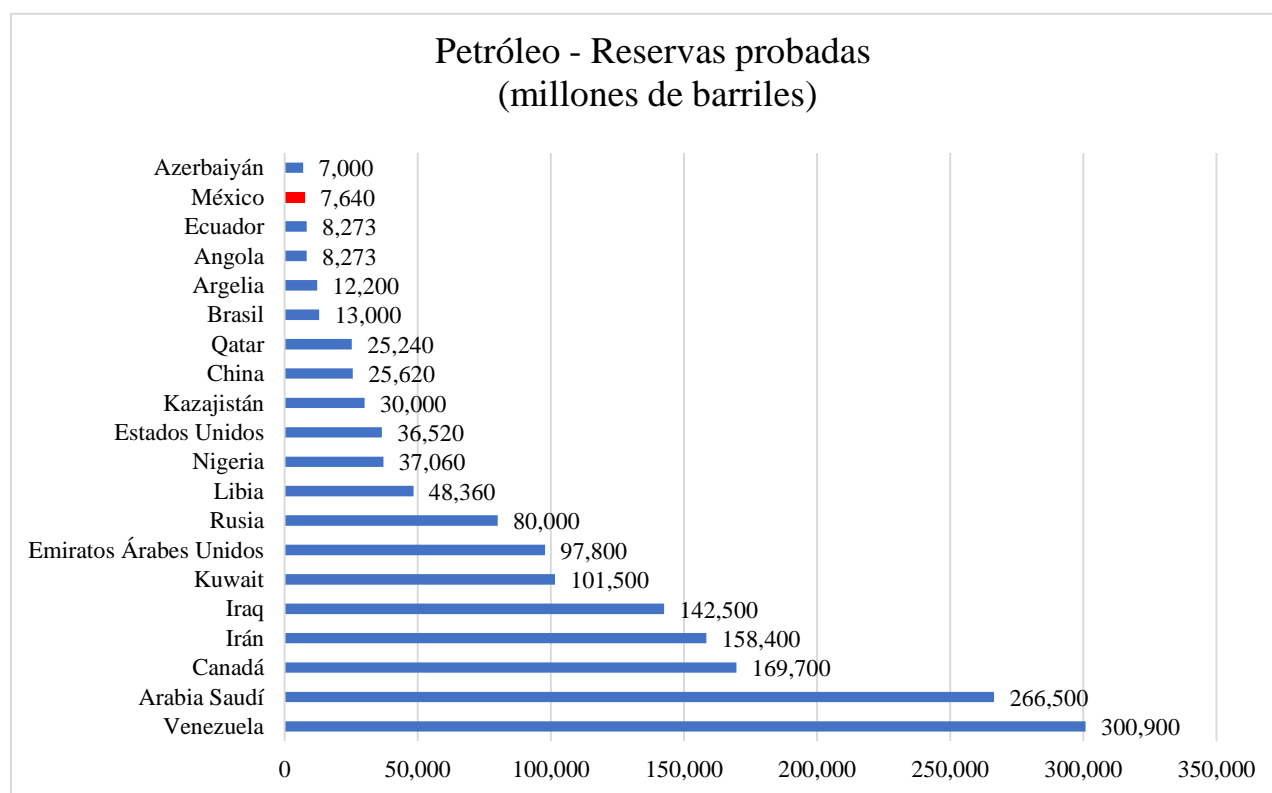
2.2.3 Reservas y producción petroleras internacionales

Tanto OICs como NOCs que participan en la industria petrolera contribuyen al desarrollo de la economía nacional del país donde operan, ya sea en uno solo país o en varios, y en una o varias etapas. En lo que respecta al sector *upstream* de la industria petrolera, el producto que entregan las compañías durante estas etapas son las reservas probadas y los barriles de crudo²⁰. Las diferencias estructurales de cada país y de las empresas que operan dentro de cada uno, dan resultados variantes en la recuperación de reservas petroleras y en cómo se explotan los yacimientos que se encuentran en operación (BM, 2018).

¹⁹ Qatar se considera para objeto de esta investigación, ya que el período abordado es hasta el año 2017, y sus resultados están considerados dentro de los reportes anuales de la OPEP, período en el que su membresía aún estaba vigente.

²⁰ También la extracción de gas natural está considerada, pero para finalidad de la presente investigación, el análisis se hace respecto al descubrimiento de yacimientos y producción de petróleo.

Gráfica 6. Top 20 de reservas petroleras por país del 2017

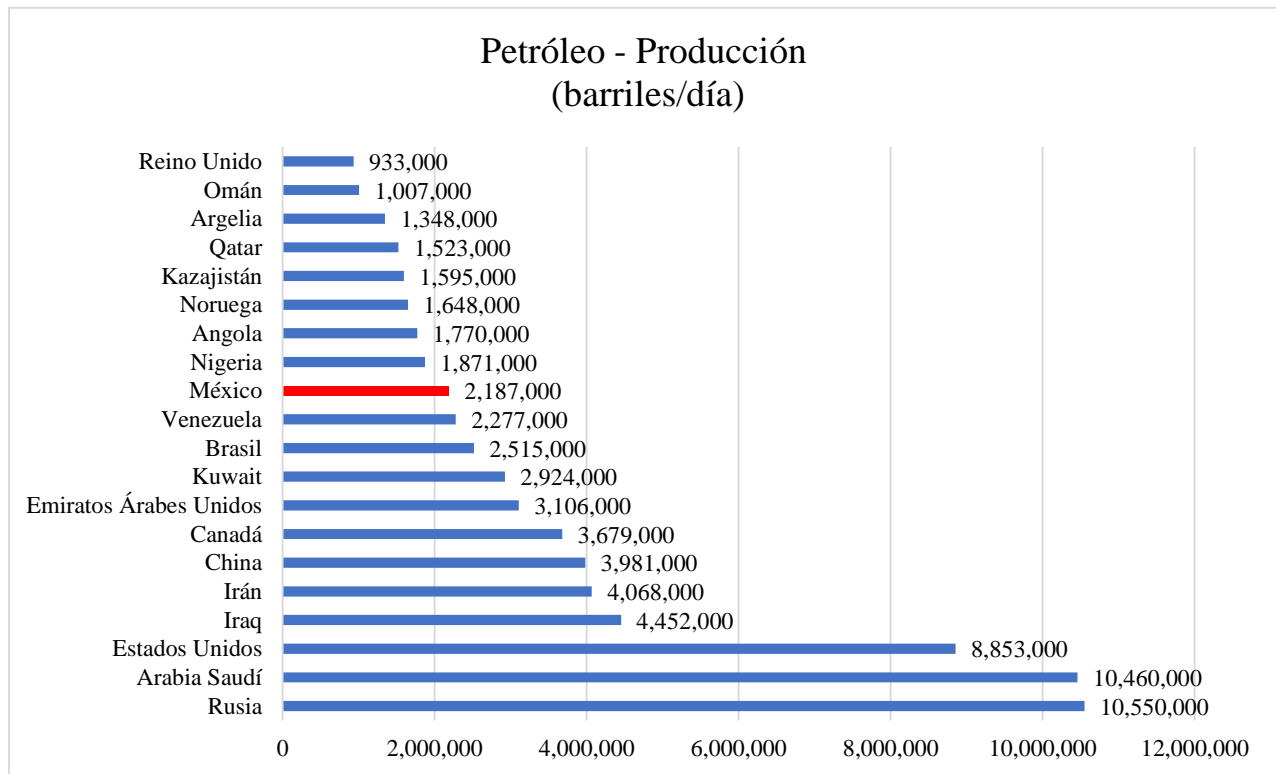


Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2018).

Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Qatar, Argelia, Angola y Ecuador, son países miembros de la OPEP, dentro de esta categorización les pertenecen 76.56% de las reservas petroleras. De manera general, los países de la OPEP son dueños del 68% de las reservas petroleras mundiales (BM, 2018).

Pocos países mantienen los derechos sobre sus reservas con NOCs en su forma más pura, se ha dado apertura a licencias de exploración y producción, en la que los países dueños concesionan la explotación de sus yacimientos a empresas privadas (nacionales e internacionales), pero compartiendo las rentas y obligaciones de la producción obtenida (Hartley y Medlock, 2011).

Gráfica 7. Top 20 Países productores de petróleo 2017



Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2018).

En la gráfica 7 los países miembros de la OPEP solo son responsables del 47.77%, países como Venezuela que aun cuando es el país con mayores reservas petroleras probadas, es el onceavo país productor. Otro ejemplo de falta de aprovechamiento de reservas es Libia que figura entre los países como mayores reservas petroleras, pero no figura entre los países productores (BM, 2018).

El caso de México se puede apreciar que una *ratio* considerable entre el lugar que ocupa con sus reservas petroleras y el que ocupa como país productor, y es de considerar que a diferencia del resto de los países que mantienen congruencia en el lugar que ocupan con sus reservas y el lugar que ocupan como país productor (mejor o igual posición entre las reservas y su producción). México en cambio con reservas más limitadas, tiene una mejor posición como productor, lo cual puede ser resultado de una explotación exhaustiva de las reservas, sin una recuperación adecuada.

CAPÍTULO III

RETROSPECTIVA TEÓRICA DE PRODUCTIVIDAD Y EFICIENCIA

En este capítulo se exponen los conceptos de eficiencia y productividad, así como la diferencia entre ambos. Además, se realiza una revisión de los principales modelos que existen en la literatura para medir la eficiencia y los cambios en la productividad. Desde los modelos de no frontera hasta los modelos de frontera, que se clasifican en paramétricos y no paramétricos. Esta investigación se apoya en los modelos no paramétricos, de manera particular en el DEA, así como en el índice de Malmquist.

En las últimas décadas, la globalización y la economía a nivel mundial y la liberalización de los mercados financieros, ha traído como consecuencia una creciente competencia, es por ello que las empresas como para las naciones, los términos de eficiencia, productividad y competitividad toman cada vez mayor importancia. En este sentido, las empresas constantemente buscan tomar acciones dirigidas a mejorar los niveles de eficiencia y productividad, que les permita hacer frente a dicha competencia. Por su parte, los países también buscan permanentemente mejorar sus niveles competitivos.

3.1 Productividad

La productividad ha sido objeto de múltiples enfoques y empleado con diversos objetivos. Para el siglo XVII, los fisiócratas²¹ ya empleaban el término “productividad” para describir la facultad de producir. La definición a partir de aquí ha ido evolucionando, ya para el siglo XX, los economistas la definían como la relación entre el producto final y los factores necesarios para su producción (Antle y Capalbo, 1988; Eatwell *et.al.* 1991; Sharpe, 2002; Maroto y Cuadrado, 2006).

Sumanth (1979), hizo referencia por primera vez en la obra de Quensnay (1846), afirmaba que el conseguir la mayor satisfacción se tenía que lograr con el menor gasto y la menor fatiga, este planteamiento se relaciona directamente con el utilitarismo y se presentan los antecedentes para la productividad y competitividad (Martinez, 2006)

En la obra “La Riqueza de las Naciones” de Adam Smith²² (1776), se encuentran conceptos de productividad y competitividad cuando analiza las causas y repercusiones de la división del trabajo, de las características de los trabajadores, del desarrollo tecnológico y la innovación. Para él, las ventajas de la división del trabajo se fundamentan en la destreza de los trabajadores, el

²¹ corriente basada en que la economía poseía un fenómeno natural, el cual da origen a parte del término “fisiócrata» (“physis”, naturaleza en griego), que regulaba el mercado por sí solo (Higgs, 1948).

²² Smith señaló que "El producto anual de la tierra y del trabajo de la nación sólo puede aumentarse por dos procedimientos: o con un adelanto en las facultades productivas del trabajo útil que dentro de ellas se mantiene, o por algún aumento en la cantidad de ese trabajo. El adelanto de las facultades productivas depende, ante todo, de los progresos de las habilidades del operario, y en segundo término de los progresos de la maquinaria con que se trabaja"

ahorro del tiempo debido a que no se tiene que cambiar de actividad y a la invención de maquinaria que facilita y abrevia el trabajo.

David Ricardo (1817), en sus planteamientos de la teoría del valor, las ventajas absolutas y las ventajas comparativas, detalló la relación de la productividad con la competitividad de los países en el mercado internacional y desarrolló la idea de rendimiento decrecientes en el uso de los factores.

Kendrick (1961), define la productividad como la relación entre los productos (*outputs*) y los insumos (*inputs*) asociados al proceso de producción. Analizando dicha relación en términos reales (no en sus proporciones marginales), a través del tiempo y de la dinámica económica. Establece que el objetivo básico de estimar la productividad es obtener al menos la medición del impacto que tienen sobre la producción variables como las inversiones, el conocimiento especializado, los cambios tecnológicos y los organizacionales, para lograr mejorar la eficiencia productiva de los factores de producción, mediante la comparación de las *ratios* de cambio de las fronteras de producción de un periodo a otro.

En su trabajo Koontz y Weihrich (1998: 15), definen la productividad como “la relación productos-insumos en un periodo específico con la debida consideración de calidad”, dicha definición enumera elementos claves. Primero, los productos-insumos que hace referencia a los resultados y costos; segundo, un periodo específico que enmarca temporalmente para hacer una medición precisa en diferentes tiempos; y finalmente la consideración de calidad, que refiere a la generación de un producto(s) relativamente semejante y que es objeto de la medición.

De manera muy similar, pero agregando un elemento crucial para esta investigación, Prokopenko (1987: 17), define la productividad como “La relación entre la producción obtenida por un sistema de producción o servicios y los recursos utilizados para obtenerlas”. El hecho de mencionar a los sistemas de producción, amplía el panorama de la medición de productividad a entidades más complejas que una empresa o un individuo, que para el caso de este trabajo es referido a la industria petrolera de México.

En cuanto a un enfoque interno o eficiencia microeconómico, el estudio de la productividad se enfoca a partir de la utilización de recursos de la organización en cuestión, pero en relación al modo en que lo están realizando otras similares (Giménez, 2004). De lo anterior, se desprende que la eficiencia desde el punto de vista interno está directamente relacionada con el nivel de productividad de las empresas.

3.1.1 Conceptualización de la productividad

Una definición común de productividad es la que se refiere como una relación entre recursos utilizados y productos obtenidos, y denota la eficiencia con la cual los recursos son usados para producir bienes y servicios en el mercado (Levitan, 1984), se puede entender entonces como la relación entre insumo(s) y producto(s).

Para Sumanth (1990), la producción es la actividad de producir bienes y/o servicios, es la cantidad de productos que se fabricaron, mientras que la productividad se da en relación con la utilización eficiente de los recursos necesarios para producir estos bienes y/o servicios, es entonces la relación entre la cantidad producida y los insumos utilizados. La eficiencia es la razón real obtenida y la producción estándar esperada.

Machuca (1995), establece que la productividad es la medición por excelencia de la eficiencia (técnica o económica), midiendo a través de cierto periodo de tiempo la relación entre la producción obtenida y la cantidad de factores empleada para obtenerla. La eficiencia la define como el coeficiente entre la salida útil y las entradas necesarias para conseguirla, por lo tanto, la eficiencia técnica implica que los insumos y los productos se midan en unidades físicas, si estas medidas se realizan en valor monetario entonces se está tratando de eficiencia económica que está más relacionada con la maximización de utilidades y reducción de costos.

Existen dos formas para realizar la medición de la productividad; por un lado, están las mediciones parciales que relacionan la producción con un insumo (trabajo, capital), y por el otro, están las mediciones multifactoriales que relacionan la producción con un índice ponderado de los diferentes insumos utilizados (Martínez, 1998).

Cuando se realiza la medición de la productividad de los distintos insumos, se hace referencia a la productividad parcial, que se puede definir como la variación que se provoca en la cantidad de producto generado, originado por un cambio en el nivel de consumo de un solo insumo en el proceso de producción (Delfín y Navarro, 2015). Una de las ventajas de poder medir las diferentes productividades parciales de cada insumo de producción radica en que se puede observar el grado en que participó cada uno de los factores de producción o insumo en el incremento del nivel de producción. El indicador es sumamente aplicado para la productividad lograda por la mano de obra, que puede medir en términos de personas utilizadas y horas hombre ocupadas (Maroto, 2007).

La productividad parcial del trabajo es una relación entre la producción y el personal ocupado y refleja qué tan bien se está utilizando el personal ocupado en el proceso productivo. Permite también estudiar los cambios en la utilización del trabajo, la movilidad ocupacional, proyectar los requerimientos futuros de recursos humanos, examinar los efectos del cambio tecnológico en el empleo y el desempleo, evaluar el comportamiento de los costos laborales, y comparar entre países los avances de productividad (Ahumanda, 1987).

Existen también indicadores que permiten medir la productividad de los factores económicos simultáneamente, la PTF es una medida simultánea de la eficiencia en la utilización conjunta de los recursos. En el análisis multifactorial tanto de la productividad del trabajo, como la del capital, es necesario tener presente que no son factores homogéneos. Al respecto Hernández (1993), plantea que, si bien es cierto que el indicador más usual es la productividad del trabajo, también es cierto que hay tantos índices como recursos utilizados en la producción. Sin embargo, las productividades parciales no muestran la eficiencia conjunta de la utilización de todos los recursos por lo que es importante tener una medida simultánea de la eficiencia en la utilización conjunta de los recursos, dígame entonces, una PTF (Ramírez, 2011).

3.1.2 Productividad total de los factores

El concepto de la PTF fue introducido en la literatura económica por Tinbergen al inicio de la década de los años cuarenta y fue desarrollado de manera independiente por Stigler en la década de los cincuentas. de los cuales se desprenden una serie de métodos alternativos para medir la PTF (Baltasar y Escálante, 1996). Posteriormente fue utilizado y reformulado por diversos autores,

entre los que destacan Solow (1957), Kendrick (1961) y Denison (1962). Recientemente resaltan las contribuciones de Lydall, Diewer, Christensen y Jorgenson en esta línea de investigación (Hernández, 1993).

Los métodos utilizados para la estimación de la productividad pueden clasificarse de la siguiente manera:

- La PTF como medida de eficiencia productiva o no paramétrica. Supone que para que exista un incremento de la PTF es necesario que el producto crezca en una mayor proporción que el aumento de los insumos, lo que vuelve a la PTF un indicador de crecimiento del producto no explicado por el aumento de los insumos, que se define como “residuo” (Solow, 1957; Kendrick, 1961; Hernández, 1993).
- La PTF como medida del cambio técnico no paramétrica. Coincide en que la PTF como el aumento de la capacidad productiva de una economía que es consecuencia del cambio técnico o el desplazamiento de la función de producción, para este enfoque un desplazamiento en la función de producción lleva a una variación de la PTF (Baltasar y Escálante, 1996).

El concepto de PTF surge ante la necesidad de encontrar una medida de la eficiencia en la utilización conjunta de los recursos que identifique cuál de los dos factores que componen el producto provocó un desplazamiento de la función de producción, que es resultado de un aumento o disminución de la productividad (Ayvar, 2006). También se utiliza para medir el efecto que tiene sobre los cambios en la productividad el modificar la calidad de los factores utilizados, ya sean tangibles o intangibles (cambio tecnológico, cambio estructural, inversión en investigación y desarrollo, capacitación, etc.) (Kendrick, 1961).

3.1.3 Medición de la productividad

Existen cuatro grandes métodos para medir la productividad (Mawson *et al.*, 2003; Singh *et al.* 2000; Mahadevan, 2002), los cuales son: la contabilidad o teoría del crecimiento, los métodos econométricos, la teoría de los números índice y las funciones de frontera no paramétrica, estos últimos son los que se utilizarán en la presente investigación.

Los dos primeros se aplican generalmente a series temporales de datos agregados y ofrecen indicadores del cambio tecnológico y de la PTF; mientras que los dos últimos, en su mayoría, se aplican a datos microeconómicos de un momento de tiempo para obtener medidas de la eficiencia relativa. Sin embargo, también pueden intercambiarse los objetivos y usos (Maroto, 2007).

3.1.4 El índice Malmquist y la PTF

Los índices Malmquist fueron introducidos originalmente en la teoría del consumo (Malmquist, 1953), que construyó índices cuantitativos a partir del cociente de funciones distancia. Esta propuesta fue posteriormente aplicada a la medición de la productividad por Cavese *et al.* (1982), en un contexto de funciones de producción, y por Fare *et al.* (1986), en un contexto (DEA) no paramétrico.

Las funciones distancia son representaciones funcionales de tecnologías multiproducto y multifactor que sólo requieren datos sobre la cantidad de productos y factores. En consecuencia, el índice Malmquist es un índice “primario” del crecimiento de la productividad que en contraste con el índice de Torqvist, no requiere datos sobre el porcentaje sobre el costo total o sobre los ingresos para agregar los *inputs* y *outputs*, además de ser capaz de medir el crecimiento de la PTF en situaciones multiproducto. Tampoco requiere hacer supuestos sobre maximización de beneficio o minimización de costos, por lo que está libre de una mala especificación de forma funcional.

3.2 Eficiencia

El concepto de eficacia está muy relacionado con el de eficiencia, la eficacia es el cumplimiento de objetivos mientras que la eficiencia es el logro de las metas con la menor cantidad de recursos (Koontz y Weihrich, 1998). Integrando esta definición con la antes citada sobre productividad, se deduce que la eficiencia es la relación entre costos y beneficios enfocada hacia la búsqueda de realizar las tareas, con la finalidad de que los recursos se utilicen de la manera más racional posible (Navarro y Torres, 2004).

El estudio de Prokopenko (1987) y Sumanth (1990), relaciona los conceptos, delimita a la eficiencia como parte de la productividad y afirma que la productividad requiere de un uso

eficiente de los recursos (insumos) al producir bienes y servicios (productos). Una consideración adicional, necesaria para fundamentar los alcances de esta investigación, es analizar la eficiencia en el sentido de Pareto, que para que al utilizar un mecanismo para asignar recursos es eficiente si no existe ninguna otra asignación que permita a todo el mundo disfrutar al menos del mismo bienestar y que mejore estrictamente el de algunas personas; considerando los resultados que tenga la eficiencia con el bienestar de los consumidores además de la producción lograda, y que le permite a cualquier proceso productivo ubicar de mejor manera su servicio o producto en mayor parte del mercado siempre y cuando no afecte negativamente al resto de la población.

De manera global, el concepto de eficiencia ha sido estudiado desde el punto de vista técnico y económico. Regularmente, la eficiencia técnica se mide a través de *ratios* de productividad, es decir, el resultado de dividir la producción alcanzada entre los factores productivos empleados, este tipo de medición se lleva a cabo en términos físicos (sin tomar en cuenta el costo de los factores productivos ni el precio del producto). Por otro lado, la eficiencia económica se relaciona con las tasas de rentabilidad, las cuales son calculadas en términos monetarios, es decir, el cociente de los ingresos económicos entre los recursos financieros utilizados para obtener dichos recursos (Giménez, 2004).

3.2.1 Tipología de eficiencia

Para Farrell (1957), quién fue el primero en introducir un marco teórico para estudiar y medir la eficiencia, la eficiencia se visualiza desde una perspectiva real y no ideal, donde cada unidad productiva es evaluada en relación a otras tomadas de un grupo representativo y homogéneo, de esta manera la eficiencia será relativa y no absoluta, donde el valor logrado de eficiencia para una empresa determinada corresponde a una expresión de la desviación observada respecto a aquellas consideradas como eficientes.

3.2.2 Eficiencia técnica

Para Koopmans (1951), la situación de eficiencia técnica se define como aquella en la que un incremento en cualquiera de los *outputs*, exige una reducción en al menos alguno de los restantes

o el incremento de alguno de los *inputs*, o bien, en la que la disminución de un *input* cualquiera exige, al menos, el aumento de algún otro o la disminución de algún *output*.

Posteriormente, Banker *et al.* (1984) dividieron la eficiencia técnica (ahora eficiencia técnica global) en eficiencia técnica pura y eficiencia de escala. La eficiencia técnica pura muestra en qué medida la unidad productiva analizada está extrayendo el máximo rendimiento de los recursos físicos a su disposición. Mientras que la eficiencia de escala es relevante cuando la tecnología de la producción presenta rendimientos a escala variables, este tipo de eficiencia muestra si la unidad productiva analizada ha logrado alcanzar el punto óptimo de escala. En relación con la proporción de los rendimientos obtenidos por unidad física, éstos se pueden clasificar en:

- Rendimientos constantes a escala. Significa que si se incrementa la cantidad de uno de los factores, la producción aumenta en la misma proporción.
- Rendimientos crecientes a escala. Cuando al incrementar uno de los factores, la producción aumenta en una proporción mayor.
- Rendimientos decrecientes a escala. Se presentan cuando al incrementarse la cantidad de uno de los factores, la producción aumenta en una proporción menor.

La ETG es resultado del producto de la ETP y la EEs, en esta lógica, el cociente de la ETG entre la ETP permite obtener el valor de la EEs, y se puede reproducir en el modelo básico de DEA (Ayvar, 2006). De esta manera se amplía la perspectiva y se observa si los rendimientos obtenidos por los países respecto a la combinación de factores que emplean dependiendo de los tamaños de su industria.

En su trabajo Trillo (2002), menciona que el estudio de la eficiencia técnica centra su atención en el uso de los recursos humanos o de capital en la producción de uno o varios bienes y servicios. Se basa en la utilización de unidades físicas, lo que implica que quede fuera del análisis el costo o el precio de los factores y la valoración de los ingresos obtenidos de la producción.

Con la eficiencia técnica se están considerando entonces las restricciones tecnológicas que presentan las unidades productivas, puesto que solo existen algunas combinaciones de factores viables para obtener una cantidad dada de producción, por lo que las empresas deben limitarse a

adoptar planes de producción que sean factibles desde un punto de vista tecnológico (Varian, 1998). El término de eficiencia técnica se diferencia de productividad, ya que este último se refiere a la cantidad producida por insumo, mientras que el primero se refiere a qué tan bien se desempeña una unidad productiva con la tecnología existente.

Se define entonces como eficiente a la empresa que obtiene el máximo posible de producción, habiendo empleado unos recursos dados, y como ineficiente a aquella empresa que usando los mismos recursos obtiene menos producción que la anterior. El estudio de la eficiencia se apoya en la estimación de la frontera de producción, por lo que el índice de eficiencia técnica de la empresa se calcula mediante la razón entre la producción real y la producción (frontera) que hubiera alcanzado si hubiera empleado los factores de producción de forma totalmente eficiente. Es este sentido, la frontera de producción se encontrará en el valor máximo alcanzable por cada empresa dados unos factores de producción (Dios, 2004).

3.2.3 Eficiencia asignativa

En microeconomía existe eficiencia en la asignación cuando no se desperdician recursos, y además se cumple el principio de Pareto. Parkin (1995), enuncia tres condiciones para lograr la eficiencia en la asignación:

- Eficiencia económica. Implica la eficiencia técnica, así como la utilización de factores de producción en proporciones que minimicen los costos.
- Eficiencia del consumidor. Ocurre cuando los consumidores logran mejorar su bienestar con el presupuesto asignando.
- Igualdad de costo marginal. Costo de producir una unidad adicional de producto, incluyendo los costos externos²³ y del beneficio social marginal valor del beneficio de una unidad adicional de consumo, incluyendo beneficios externos²⁴.

El factor común en la eficiencia asignativa es que se utilizan términos monetarios de los costos y beneficios obtenidos, por lo tanto, se da cuando el ingreso monetario corresponde al máximo

²³ Los costos externos son aquellos que no asume el productor sino otros miembros de la sociedad.

²⁴ Los beneficios externos son aquellos que reciben otras personas, además del consumidor del bien.

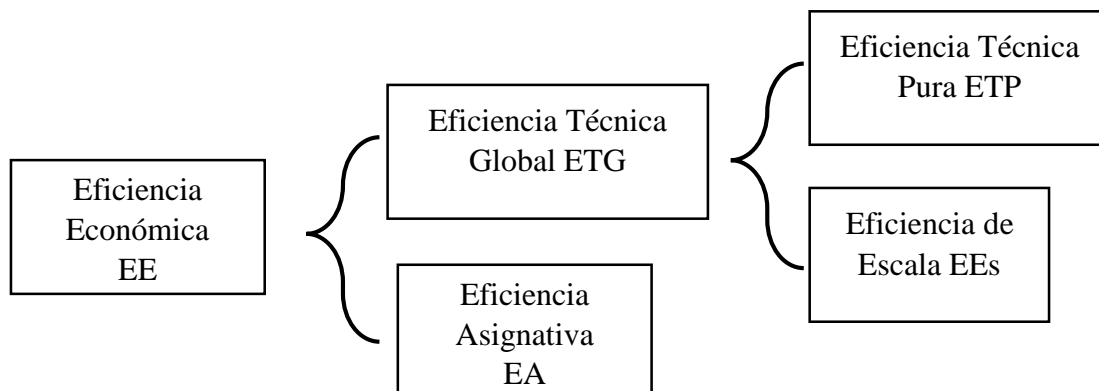
beneficio y el gasto de los insumos cuando se minimizan los costos (Yarad, 1990 y González-Páramo, 1995). En un sentido microeconómico, Bosch (1999), señala que la eficiencia se alcanza cuando el administrador de una unidad productiva ha sabido no sólo alcanzar la frontera de producción, sino que también lo hizo eligiendo aquella combinación de factores que le permite minimizar los costos de producción incurridos.

3.2.4 Eficiencia económica global

Farrell (1957:5), divide la eficiencia en dos componentes: eficiencia técnica y eficiencia asignativa, con los cuales definía la eficiencia económica como “tipo de eficiencia que presentaría una asignación en caso de ser eficiente desde el punto de vista técnico y asignativo”. Por su parte, Pinzón (2003), define la eficiencia económica como el logro de la máxima producción al menor costo posible. Los objetivos que puede entonces tener una empresa o unidad productiva son: 1) minimizar costos de producción, 2) maximizar el ingreso y 3) maximizar los beneficios al mínimo costo. Entonces para que exista tanto eficiencia de costos, de ingreso y de beneficios es necesario que se dé tanto la eficiencia técnica como la asignativa.

La eficiencia económica estará dada por la relación entre el costo mínimo (frontera) y el costo real soportado, por lo tanto, una empresa será eficiente económicamente cuando alcance la mejor combinación posible entre la dotación necesaria de insumos y los precios de los mismo en el mercado (Dios, 2004).

Figura 4. Tipos de eficiencia



Fuente: Elaboración propia con base en Giménez, (2011).

3.3 Eficiencia y productividad

Por lo general, los términos eficiencia y productividad se llegan a confundir y se llegan a utilizar como sinónimos. Sin embargo, aunque las medidas de eficiencia y productividad están directamente relacionadas, son conceptos diferentes sobre el desempeño de algún agente económico. La PTF es por definición, la razón entre una función que agrega los productos y una función que agrega los insumos y la eficiencia por su parte, se fundamenta en la comparación de los valores observados de productos e insumos frente a unos valores óptimos relativos, que se derivan de la evidencia proporcionada por otras empresas (Sarmiento, 2007).

Respecto a la eficiencia, existe una gran cantidad de conceptualizaciones que expresan generalmente, la relación entre insumos y productos. Por eficiencia de una DMU se entiende la comparación entre los valores observados y los óptimos correspondientes a sus *inputs* y *outputs*. Esta comparación puede llevarse a cabo a través de tres vías: la primera mediante el *output* máximo alcanzable, para un nivel dado de *inputs* y el realmente alcanzado (orientación *output*); la segunda, mediante la comparación del nivel mínimo de *inputs* necesario, para un nivel dado de *outputs* y el realmente empleado (orientación hacia el *input*); y la tercera que resulta a partir de la combinación de las dos anteriores (Giménez, 2004).

A este tipo de eficiencia, que hace referencia a los niveles de *inputs* y *outputs* en unidades físicas, se le conoce como eficiencia técnica. Si los *inputs* y los *outputs* se miden en términos de costos, ingresos o beneficios, es decir, tomando en cuentas sus precios, la medida se denomina eficiencia económica (Navarro, 2005).

La medición de la eficiencia es relativa ya que se basa en la comparación de unidades que son evaluadas bajo las mismas características, por tanto, supone que tienen un funcionamiento similar entre ellas. Dando un manejo comparable en cuanto a la forma en que las unidades hacen uso de sus recursos y lo más importante, presume que deben buscar los mismos propósitos (Guio, *et al.* 2003).

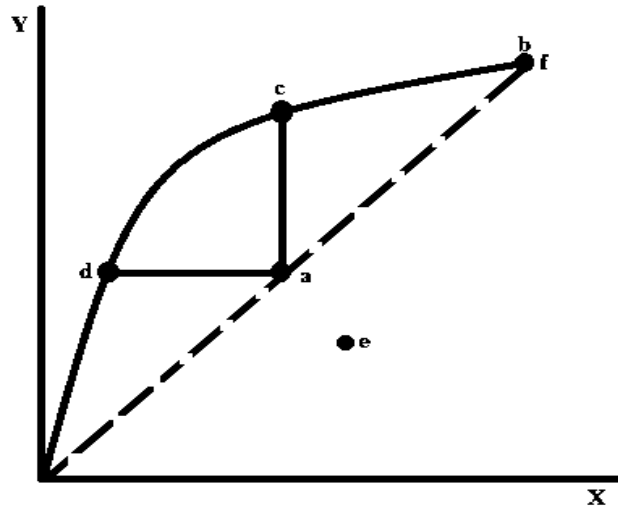
Una unidad es eficiente si no existe ninguna unidad en el grupo o combinación de ellas que permita generar la misma cantidad de *outputs* con un nivel inferior de *inputs* o de manera alternativa, que permita generar una mayor cantidad de *outputs* con el mismo nivel de *inputs*. Por lo tanto, se reconoce de manera implícita que existe al menos un punto o unidad eficiente, la cual se ubica en

la FPP. Las unidades eficientes establecen una frontera de desempeño eficiente ideal y la frontera de eficiencia está dada por la combinación de *outputs* máxima que puede producir para un nivel de *input* dado, o la cantidad mínima de *inputs* que se puede emplear para obtener una combinación dada de *outputs*. A partir de dicha frontera puede llevarse a cabo la medición de la eficiencia (Calderón, 2007).

El estudio de la eficiencia pretende identificar aquellas diferencias de productividad que son atribuibles a factores que tienen que ver con la capacidad de aprovechar mejor los recursos utilizados, tanto para controlar los costos como para generar ingresos y beneficios (Pérez, *et al.* 2001).

La productividad de una unidad de producción o DMU puede ser definida como la *ratio* entre sus *outputs* e *inputs*, expresados éstos en unidades físicas, este cociente tiene como objeto evaluar el grado de aprovechamiento de los recursos físicos empleados. De este modo, la producción puede ser la única forma de tener una medida de la actuación de una DMU cuando no se tienen datos relativos a otras unidades semejantes. Aunque la medida de la DMU no puede ser comparada con otras (bajo el supuesto de que no existen otras unidades similares), si puede analizarse su evolución en el tiempo, es decir conocer si ha mejorado o empeorado respecto de periodos anteriores. En contraste, cuando se dispone de información de otras DMUs semejantes para un mismo periodo, podrían utilizarse tanto la productividad como la eficiencia para comparar el desempeño de una DMU respecto de las demás (Giménez, 2004).

Figura 5. Productividad y eficiencia



Fuente: Giménez (2004).

En la figura 5, se muestra el caso de una DMU que produce un único *output* (*y*) a partir del consumo de un único *input* (*x*), donde la curva (*f*) representa la función de producción. La DMU “a” y la “b” presentan la misma productividad. La “b” es eficiente ya que no existe otra que, con el mismo o menos consumo de *input*, produzca una mayor cantidad de *output*, o que produzca el mismo *output* con menos *input*. En cambio, la DMU “a” no es eficiente ya que, con su nivel de *input*, el *output* óptimo que debería alcanzar sería el de la DMU “c”, o bien, podría llegar a producir la misma cantidad de *output* con el consumo de *input* de la DMU “d”. Finalmente, la DMU “e” presenta una mayor productividad que “a” y “b”, y al igual que “a” no es eficiente. Entonces la ineficiencia de una DMU puede observarse desde el punto de vista de los *inputs* y *outputs* (Giménez, 2004).

3.4 Estimación de la eficiencia

Se reconocen dos métodos principales para la medición y estudio de la eficiencia, los métodos de no frontera y los de frontera (Navarro, 2005), en estos últimos diversas contribuciones de estudios empíricos han resultado en herramientas más completas para definir cómo se compara la empresa o unidad productiva sujeta a estudio, y cómo se conforma la frontera bajo la cual se mide la desviación de la eficiencia. En este apartado se enuncian las más representativas y sus principales características.

3.4.1 Alternativas metodológicas para la medición de eficiencia

Respecto a la medición, la eficiencia es un concepto relativo (Forsund y Hjalmarsson, 1974), por lo que el resultado de una unidad económica debe ser comparado con un estándar. En este sentido, la medición de la eficiencia requiere de dos etapas (Sellers *et al*, 2002).

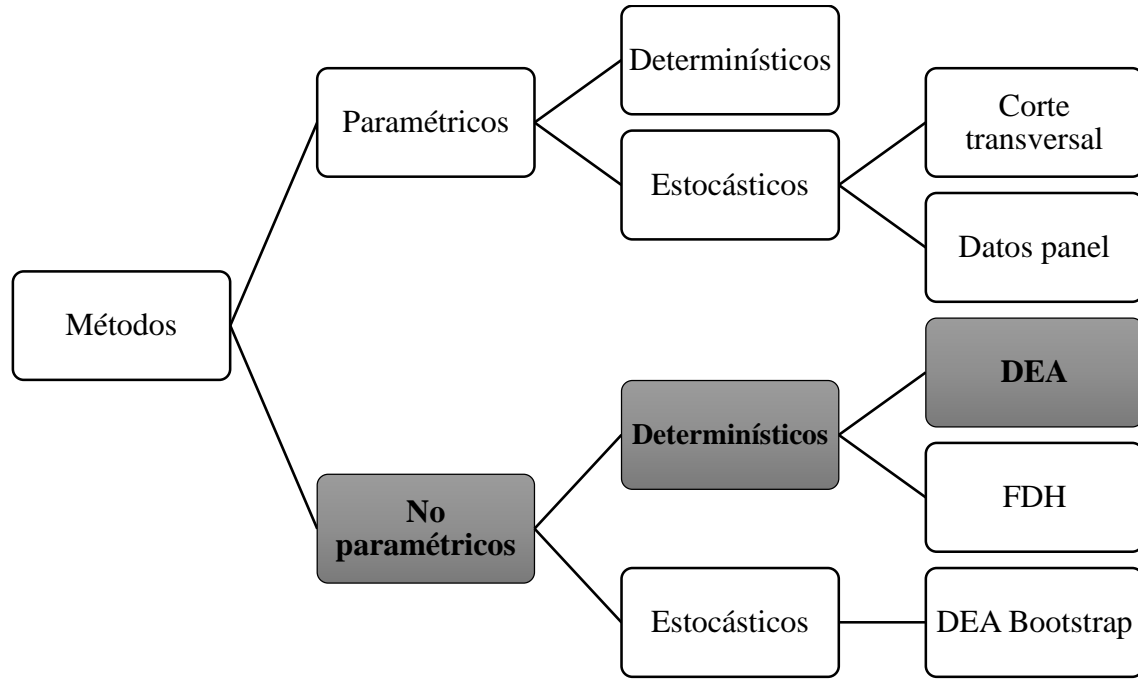
1. En la primera, se debe determinar una función de referencia estándar que indique, dada una tecnología de producción fija, el máximo nivel de *output* alcanzable a partir de diferentes combinaciones de *inputs*. La función de referencia o función de frontera puede ser tanto una función de producción como una función de costos, o incluso de beneficios.
2. La segunda etapa consiste en comparar los resultados obtenidos por cada unidad de producción con la frontera estándar, de forma que las desviaciones (o *ratios*) existentes quedarán caracterizadas como comportamientos ineficientes.

Este procedimiento puede seguirse a través de diversos métodos los cuales se clasifican en función a su carácter paramétrico o no paramétrico como se muestra en la figura 6.

El cálculo de la eficiencia conlleva básicamente tres problemas (Lovell, 1993).

- Cuántos y qué *inputs* y *outputs* deberían incluirse en el análisis. La ineficiencia de una unidad de producción puede deberse a la no inclusión de todos los *inputs*. La ineficiencia de una unidad de producción puede deberse a la no inclusión de todos los *inputs* y *outputs* según Stigler (1976). Si se desconoce la tecnología aumenta la posibilidad de excluir uno de éstos.
- Cómo deberían ponderarse en el caso de que se deberían de agregar una multitud de *inputs* y *outputs*. Como se ha mencionado, la solución más habitual es el uso de los precios como elemento homogeneizador, pero en muchas ocasiones, sobre todo al evaluar unidades del sector público, éstos no están disponibles o son poco fiables.
- Cómo debe determinarse el nivel de actuación óptima con la que pueda compararse. Este es un problema bastante complejo. Teóricamente, parece claro que el comportamiento óptimo debe situarse sobre la frontera de producción, pero éste es un concepto teórico, no observable en la realidad.

Figura 6. Métodos para la medición de la eficiencia



Fuente: Barrow y Wagstaff (1989).

También es posible separar los métodos en aquellos que son de frontera de aquello que no lo son, en esta investigación se aplica métodos de frontera no paramétrica determinística (DEA), por lo que aunque se lleguen a mencionar las diferencias entre los métodos, se puntualizarán las características del método seleccionado.

3.4.2 Métodos no paramétricos

En las aproximaciones no paramétricas no se precisa establecer una tecnología de parámetros que determinen *a priori* las relaciones entre los *inputs* y *outputs*, solo hay que definir ciertas propiedades que deben satisfacer los puntos del conjunto de producción. De esta forma los datos son envueltos, determinándose cada si cada punto puede pertenecer o no a la frontera bajo esas propiedades (Farrel, 1957).

La frontera estimada es más flexible que la paramétrica y está formada por las unidades de la muestra que producen la mayor cantidad de productos con la menor cantidad de insumos. En la

mayoría de los modelos la estimación de la frontera es determinística (las desviaciones de la frontera se consideran producidas únicamente por ineficiencias técnicas) y se utilizan técnicas de programación lineal para su estimación (Murillo, 2002).

Giménez (2011), enumera como las principales características de los modelos de frontera no paramétricos:

- Construyen una frontera empírica a partir de los datos observados, sin suponer ninguna forma funcional, basándose en el criterio de eficiencia paretiana.
- Miden la eficiencia global de un conjunto de unidades de decisión (DMUs) que emplean múltiples *inputs* y *outputs*.
- Se basan en conceptos microeconómicos (teoría de la producción) pero con total aplicabilidad y sin las simplificaciones habituales.
- Miden la eficiencia de forma relativa.
- Las unidades que se sitúan sobre la frontera son calificadas de eficientes, y el resto como ineficientes.
- La cuantía de la ineficiencia se determina a partir de la distancia a la frontera.
- Orientación a *inputs* (visión patronal) o a *outputs* (visión sindical).

Berger y Mester (1997) y Berger y Humprey (1997), explican que los métodos no paramétricos tienen algunos supuestos que pueden ser problemáticos, ya que éstos no tienen en cuenta generalmente el precio de los insumos, por lo que sólo miden la ineficiencia técnica, en lugar de medir el total de la ineficiencia. Además, las técnicas no paramétricas no consideran la posibilidad de errores aleatorios en las mediciones de ineficiencia. Por esta razón, la frontera eficiente y las prácticas de cualquier DMU se atribuyen únicamente a ineficiencias presentadas por éstas.

Aun así, los modelos no paramétricos también pueden ser clasificados en estocásticos o deterministas, según se permita en la especificación del modelo la inclusión de perturbaciones aleatorias o no como posibles causas de ineficiencia.

3.4.2.1 Métodos no paramétricos determinísticos

Afriat (1972), aportó el marco teórico para la propuesta de Farrel de construir una envolvente convexa empleando técnicas de programación matemática donde las unidades eficientes definen los límites de la frontera, según sea el resultado a partir de un modelo de maximización de ingresos o minimización de costos.

Este método no requiere especificación de una forma funcional para frontera, por esta razón se le denomina no-paramétrico, además no considerar la existencia de un término de perturbación, y por lo tanto, es considerado determinístico en tanto no está permitido el corrimiento alguno en la frontera, lo cual le proporciona gran flexibilidad operativa (Navarro, 2005).

La principal desventaja de esta aproximación al problema de medición de eficiencia es que la frontera es soportada por un subconjunto de observaciones supuestamente eficientes, en consecuencia, es muy sensible a la existencia de *outliers*²⁵. Los *outliers* al principio se pueden clasificar como observaciones influyentes, pero esto no significa que de verdad lo sean. Otra desventaja consiste en el hecho de ser determinística, puesto que cualquier unidad que se aparte de la frontera es considerada ineficiente, de ahí que el investigador debe tratar de minimizar los errores de medición en las variables (*ídem*).

Dentro de los modelos con frontera determinística hay dos posibles procedimientos de estimación no paramétrica: el *Data Envelopment Analysis* (DEA) y el *Free Disposal Hull* (FDH). La principal diferencia entre estas dos herramientas es que el DEA requiere convexidad en el conjunto de posibilidades de producción, mientras que el FDH no. El DEA es la técnica que más se ha utilizado, pero ambos son igualmente apropiados para evaluar las actuaciones de los productores cuando se produce más de un *output* y en los casos en que los precios no son fiables o son desconocidos (Murillo, 2002).

²⁵ Unidad que no sigue el comportamiento general de las unidades analizadas.

Tabla 3. Enfoques para medir la eficiencia

Fronteras no paramétricas (DEA)	Fronteras paramétricas Enfoque econométrico
Determinísticas (con avances recientes en DEA estocásticas).	Estocástico.
Orientado a la toma de decisiones para la gestión. Su origen se encuentra en la ciencia de la administración.	Fuerte orientación política desde su origen (Lovell, 1995). Bases teóricas en la ciencia económica (teoría de la producción).
Cálculos: Resolución de problemas de programación lineal.	Cálculos basados en procedimientos de inferencia estadística.
Generalmente construye fronteras de producción para medir eficiencia técnica.	Se estiman fronteras de producción o costos, para medir eficiencia técnica, asignativa o ambas.
No requiere especificar una determinada forma funcional de la función de producción. Muy flexible, válida para cualquier “tecnología” de transformación de <i>inputs</i> y <i>outputs</i> .	Requiere especificar una determinada forma funcional de la función de producción o costos en sus casos (Cobb-Douglas, elasticidad de la situación constante, translogarítmica...). Cada vez más tiende a considerar formas funcionales flexibles, que tienen un costo en términos de sobre parametrización y consumo de grados de libertad.
Método diseñado para evaluar unidades productivas que producen múltiples <i>outputs</i> .	La frontera de producción no acomoda con facilidad múltiples <i>outputs</i> . Sí lo hace la frontera de costos.

Sólo requiere datos de cantidades de <i>inputs</i> y <i>outputs</i> . Especialmente útil para servicios públicos que operan sin mercado o cuyos precios unitarios de <i>inputs</i> se desconocen.	Para estimar la frontera de costos se necesitan datos de cantidades y precios de los <i>inputs</i> .
Para cada unidad productiva, se construye una frontera de la mejor práctica, que está formada por otras unidades productivas eficientes a las que “imitan”.	La frontera estimada, de la que forman parte las unidades productivas eficientes, es única para toda la muestra.
Tratamiento flexible de los efectos de la escala de operación. Admite que cada unidad productiva tenga su tamaño “más productivo”.	Tratamiento más rígido de los efectos de escala de operación: se estima un tamaño óptimo común (promedio muestral)
Confunde ruido estadístico con ineficiencia, al construir fronteras determinísticas. Los resultados pueden ser muy sensibles a los <i>outliers</i> positivos (unidades de producción atípicamente productivas)	Considera elementos de buena o mala suerte en los logros separándolos de la medida de eficiencia, pero requiere suponer unas determinadas distribuciones de probabilidad para ambos componentes aleatorios del modelo. Los resultados pueden ser sensibles a estas hipótesis.

Fuente: Ortún Rubio, *et al.* (1999).

3.4.3 Métodos de no frontera

Los métodos de no-frontera reconocen dos vertientes, aquellos métodos basados en números índices y aquellos en los que se verifica la habilidad de las unidades productivas para equiparar la productividad de los factores a sus precios normalizados²⁶. Estos últimos están limitados, ya que requieren contar con una forma funcional ya establecida para verificar hipótesis y su principal inconveniente es que no permiten estudiar la eficiencia sobre la base de cada unidad productiva.

El número índice es “una cantidad que muestra, por medio de su variación, los cambios a través del tiempo o el espacio de una magnitud que no es en sí susceptible de medida directa o de

²⁶ Distribución de los precios de los insumos que se utilizan en la producción de uno o varios productos.

observación directa en la práctica” (Sumanth, 1990: 112). De esta manera, la evaluación de la eficiencia a través de este método permite determinar el comportamiento de los niveles de eficiencia de una unidad productiva en un lapso definido. Sin embargo, este tipo de pruebas está limitado ya que la combinación de unidades explota exponencialmente con el número de unidades a comparar, requiere el supuesto de existencia de asignaciones eficientes por parte de las unidades que se estén estudiando y no reduce la cantidad de indicadores a comparar, simplemente los corrige, por lo que aún evaluando cada unidad productiva y si cumple la hipótesis de minimización de costos, no permite identificar las fuentes de ineficiencia.

3.4.4 Métodos de frontera

A partir del trabajo de Farrel (1957), se dependen los métodos de fronteras no paramétricas determinísticas, fronteras paramétricas determinísticas, fronteras estadísticas y fronteras estocásticas. La especificación de la forma funcional para la eficiencia técnica y asignativa se refiere a la frontera calculada a partir de una función de producción o de costos respectivamente.

La idea principal de los métodos de frontera es establecer precisamente una frontera, a partir del consumo de *inputs* y la obtención de *outputs* de un conjunto de unidades²⁷ (DMUs). Dicha frontera incluirá las unidades eficientes, las cuales obtienen un índice de eficiencia igual a la unidad, las DMUs que se encuentren por debajo de la frontera serán consideradas como ineficientes y cuyo índice de eficiencia será menor a la unidad. Entonces, la ineficiencia será medida como la distancia entre la frontera y las unidades por debajo de ella (Navarro, 2005).

Para las fronteras no paramétricas determinísticas, Afriat (1972), aportó el paradigma necesario para la propuesta de Farrel de construir una envolvente convexa empleando técnicas de programación matemática donde las unidades eficientes definen los límites de la frontera y determinan dónde se encuentran todas las demás empresas, ya sea por arriba o por debajo de la frontera, según ésta, el resultado se obtiene a partir de un modelo de maximización de ingresos y

²⁷ El concepto de frontera es más general que el concepto de función de producción, que ha sido considerado como fundamental en la economía, debido a que el concepto de la frontera admite la posibilidad de múltiples funciones de producción, una para cada DMU, con los límites de la frontera que consisten en soportes que son tangenciales a los miembros más eficientes del conjunto de dichas fronteras (Cooper, *et al.* 2004).

minimización de costos. No requieren de la especificación de una forma funcional, para la frontera (no paramétrica) ni de la existencia de un término de perturbación (determinísticos).

Respecto a los métodos de fronteras paramétricas determinísticas, Farrel (1957), también propuso la creación de una envolvente convexa a partir de una forma funcional común para todas las unidades productivas, con las ventajas de aplicar una expresión matemática de la frontera. Forsund (1974), presenta modelos en los cuales se minimiza la diferencia entre las observaciones y las predicciones obtenidas de la forma funcional impuesta, ya sea empleando una función de pérdida cuadrática de los errores o en valor absoluto de éstos. En cualquier caso, para la estimación de los parámetros se emplea técnicas de programación matemática.

Los modelos de fronteras estadísticas determinísticas parten de tomar los modelos de fronteras paramétricas determinísticas e imponer una hipótesis de carácter distribucional al desvío para así estimarlos, empleando métodos estadísticos generalmente, pero en forma única, de máxima verosimilitud²⁸ (Navarro, 2005). Su principal limitación recae en que se requiere de una corrección *gamma*²⁹ que necesita de muchas observaciones y que la función de la envolvente queda al criterio del investigador, aun cuando Greene (1976) y Green (1980), sugirieron una función translogarítmica que disminuye la subjetividad, pero aun así no lo hace por completo.

Meeusen y Van den Broek (1977), propusieron un modelo para el cual la distancia de la frontera por parte de la unidad productiva podría deberse a que la frontera es estocástica en sí misma debido a problemas de medición de las variables, y estas alteraciones están hasta cierto punto fuera de control. Para incorporar estos nuevos conceptos, los modelos de fronteras estocásticas emplean un error aditivo compuesto de una variable estocástica con distribución normal y una variable estocástica con distribución asimétrica. A pesar de dar un tratamiento más riguroso, no es posible identificar la eficiencia técnica de la asignativa, requiere una gran cantidad de datos y dificulta la determinación del grado de ineficiencia de la unidad de producción.

²⁸ Método estadístico habitual para ajustar un modelo, estimar sus parámetros.

²⁹ Asumir que la distribución de datos es gamma, requiere de una gran numero de observaciones con la finalidad de lograr una muestra asintótica.

Autores como Charnes y Cooper (1962), Aigner y Chu (1968) y Afriat (1972), siguen los conceptos de Farrell (1957), y desarrollaron el modelo de frontera *Data Envelopment Analysis* (DEA por sus siglas en inglés), estructurándolo como un modelo de programación lineal. En este modelo se trabaja con rendimientos constantes a escala (CRS, por sus siglas en inglés) y presenta tres características: 1) Reducen la situación de múltiples insumos y múltiples productos (para cada empresa) a la de un único insumo “virtual” y un único producto “virtual”; 2) El cociente (producto virtual/ insumo virtual) proporciona una medida de la eficiencia; 3) En términos de programación lineal matemática, se busca maximizar este cociente (función objetivo) sujeto a la restricción (normalizadora) que los cocientes de todas las empresas sean menores o iguales que uno.

Para calcular la eficiencia relativa de una unidad de toma de decisión (DMU, por sus siglas en inglés), donde se resuelve su problema dual, con restricciones en los insumos, el dual permite ilustrar la naturaleza de la eficiencia relativa dado que se obtienen, en el caso que existan, las holguras (*stacks*) o reducciones no radiales de los *inputs*. Para que la unidad sea considerada eficiente en el sentido de Farrell, tendrá que ser igual a 1 y las holguras serán igual a 0. Mas adelante, Banker *et al.* (1984), sugieren una extensión del modelo hacia situaciones de rendimientos variables a escala, modificando el problema de programación con una nueva restricción respecto a la sumatoria de las variaciones del rendimiento, comparadas solamente con unidades productivas de similar tamaño. Entonces, con esta modificación es posible diferenciar la eficiencia técnica pura y la eficiencia de escala, para ello se deben calcular los dos modelos, CRS y rendimiento variable a escala (VRS, por sus siglas en inglés), con los mismos datos, si existe una diferencia entre las dos mediciones para una DMU, ésta posee ineficiencia de escala, y el valor de la ineficiencia es la diferencia entre la medición entre la CRS y la VRS.

3.4.5 Análisis envolvente de datos para el análisis determinístico de la eficiencia

En su forma operativa básica, el DEA es una metodología utilizada para la medición eficiente comparativa de unidades homogéneas, eso quiere decir que tienen una misma finalidad y racionalidad económica. A partir de los *inputs* y *outputs*, el DEA proporciona un ordenamiento de los agentes otorgándoles una puntuación de eficiencia relativa. De esta forma, los agentes que obtengan el mayor nivel de producto con la menor cantidad de insumos serán los más eficientes del grupo y, por tanto, obtendrán puntajes más altos (Barrios, 2007).

El método de estimación DEA evalúa la eficiencia de una unidad tomadora de decisiones (DMU) refiriéndose al “mejor” productor. Considera que una unidad productiva es eficiente, y por tanto pertenece a la frontera de producción, cuando produce más de algún *output* sin generar menos del resto y sin consumir más *inputs*, o bien, cuando utilizando menos de algún *input*, y no más del resto, genere los mismos productos. La idea es comparar cada unidad no eficiente con aquella que lo sea, y a la vez tenga una técnica de producción similar, es decir, que utilice *inputs* en proporciones similares para producir *outputs* parecidos. La estimación de coeficientes de eficiencia bajo el esquema de DEA se puede clasificar en dos tipos (Embid, 2011; Delfín y Navarro, 2015):

- El orientado a los insumos.
- El orientado a los productos.

El modelo orientado a los insumos busca la minimización de los insumos para la producción de un nivel dado de producto. Por su parte el modelo orientado a los productos busca la maximización de la producción dadas unas cantidades de insumos (*ídem*). También es posible un modelo no orientado, en el que se considere obtener la máxima cantidad de productos con la menor cantidad de insumos (Navarro, 2005), la diferenciación se hace en las restricciones impuestas en la técnica de programación lineal.

En el DEA se establece la formulación del modelo y su resolución calcula la frontera de producción y evaluación de la eficiencia de una muestra de unidades de producción o DMUs. En este tipo de análisis se calcula la eficiencia relativa para cada DMU comparado sus *inputs* y *outputs* respecto a todas las demás DMUs.

El DEA es un método de frontera que evalúa la producción respecto a las funciones de producción, entendiendo por función de producción el máximo nivel de *output* alcanzable con cierta combinación de *inputs*, o bien, el mínimo nivel de *inputs* necesario en la producción de un cierto nivel de *outputs*. Ya que es un método no paramétrico, no requiere ninguna hipótesis sobre la frontera de producción, ya que la eficiencia de una unidad es definida con respecto a las unidades observadas con mejor desempeño. La posibilidad de analizar el mejor comportamiento da lugar al

benchmarking, en vez de analizar el desempeño medio³⁰, como lo hace el análisis de regresión (Arieu, 2006).

Además de medir la eficiencia relativa, mediante el DEA se pueden obtener (*ídem*):

- Una superficie envolvente empírica, que representa el comportamiento de las DMUs con mejor desempeño.
- Una métrica eficiente para comparar resultados.
- Proyecciones eficientes sobre la frontera, para cada DMU ineficiente.
- Un conjunto de referencia eficiente para cada DMU, definida por las unidades eficientes más próximas a ella.

Los modelos básicos DEA son los que contemplan retornos de escala constantes y los que operan con retornos de escala variables. En los modelos con retornos de escala constantes las unidades toman como DMU la referencia de mayor productividad de entre las observadas a la hora de calcular su eficiencia relativa (*ídem*).

Tabla 4. Ventajas y desventajas de los modelos DEA frente a otros modelos

DEA	Fronteras Estocásticas
Ventajas	Inconvenientes
No especifica la forma funcional.	Es preciso prefijar una función de producción y distribución de variables aleatorias.
Aporta información útil para la gestión (grupos de comparación, seguimiento de objetivos).	Menos información (no <i>slacks</i>).

³⁰ En los métodos que aplican técnicas de regresión lineal, la regresada se hace respecto a la media de la población, por esto se menciona que en estos casos se está analizando el comportamiento medio (Hernández, 2006).

No es preciso ponderar <i>a priori</i> las variables del modelo multiproducción.	Ponderaciones <i>outputs</i> (función frontera).
Un único resultado (óptimo de Pareto).	Posibilidad de óptimos locales.
Inconvenientes	Ventajas
Modelo determinístico.	División error aleatorio- ineficiencia.
Complicación en obtener <i>test</i> (análisis de sensibilidad del modelo).	<i>Test</i> de bondad de ajuste de los modelos y de significación de los parámetros.
Extensión del análisis de indicadores.	Análisis de causalidad.
Influencia alta en la frontera de <i>outliers</i> .	Menor sensibilidad a los comportamientos extremos.

Fuente: Trillo (2002).

3.5 Análisis dinámico de la productividad y de la eficiencia

Las técnicas hasta ahora descritas permiten captar la actuación de las DMUs en un momento específico en el tiempo. Sin embargo, existen extensiones de éstas que permiten el análisis de cambios en la eficiencia de las DMUs a través del tiempo. El análisis dinámico permite conocer la evolución de cada una de las DMUs en diferentes periodos de tiempo y además la posición que guardan respecto a la frontera, considerando que la frontera es también sujeto de cambio o desplazamiento (Cuddington y Moss, 2001).

Existe una abundante literatura sobre el análisis dinámico mediante el uso de modelos de frontera no paramétricos, especialmente para el caso DEA. Las principales técnicas que se emplean son: la primera, relacionada con el uso del DEA dependiente del tiempo, se conoce como *Windows*

*Analysis*³¹; y la segunda es el índice de productividad de Malmquist (1953). El concepto introducido por Sten Malmquist en 1953, ha sido estudiado y desarrollado en el marco no paramétrico por autores como Cooper, Seiford y Kaoru (2007).

3.5.1 Índice Malmquist

Las técnicas de frontera no paramétrica son comúnmente utilizadas para medir tanto eficiencia como la productividad de las unidades de toma de decisión (DMUs). La medición de la eficiencia técnica mediante este método se basa en la estimación de las funciones de distancia, al igual que con los índices de productividad. Generalmente se emplea el índice de Malmquist para realizar dicha medición, el cual se calcula a partir de DEA.

El concepto del índice de Malmquist fue introducido en 1953, desde entonces, ha sido estudiado y desarrollado por varios autores. El índice de Malmquist de cambio de la productividad fue definido por Caves, Chistensen y Diewer (1982) y ampliado por Färe, *et al.* (1992), mediante la fusión de la medida de la eficiencia de Farrell (1957).

Bajo la misma idea, las técnicas de análisis temporal basadas en el índice de Malmquist explican los cambios producidos en la eficiencia de una unidad de un periodo a otro, como consecuencia del movimiento de la frontera y del propio de las unidades analizadas (Giménez, 2004).

Para definir el índice de productividad de Malmquist, es necesario definir la función de distancia (la función de distancia orientación *output*) con respecto a dos periodos diferentes de tiempo (Gúzman, *et al.* 2008). De este modo, el índice de Malmquist (basado en *output*) se define como la proporción de dos funciones de distancia (*output*). Las funciones de distancia son representaciones funcionales de múltiples *outputs*, múltiples tecnologías de *inputs* que requieren sólo datos de entradas y salidas. Por lo tanto, este índice es una medida primordial del cambio de productividad que en contraste con el índice de Tornqvist, no requiere compartir costos o ingresos

³¹ El nombre y el concepto básico se deben a Klopp (1985), quien demostró estas técnicas en su calidad de jefe de estadísticas del comando de reclutamiento del ejército de EE. UU. Posteriormente este trabajo fue incorporado en su tesis doctoral: “El análisis de la eficiencia del sistema de producción con múltiples *inputs* y múltiples *outputs*”, en la Universidad de Illinois en Chicago.

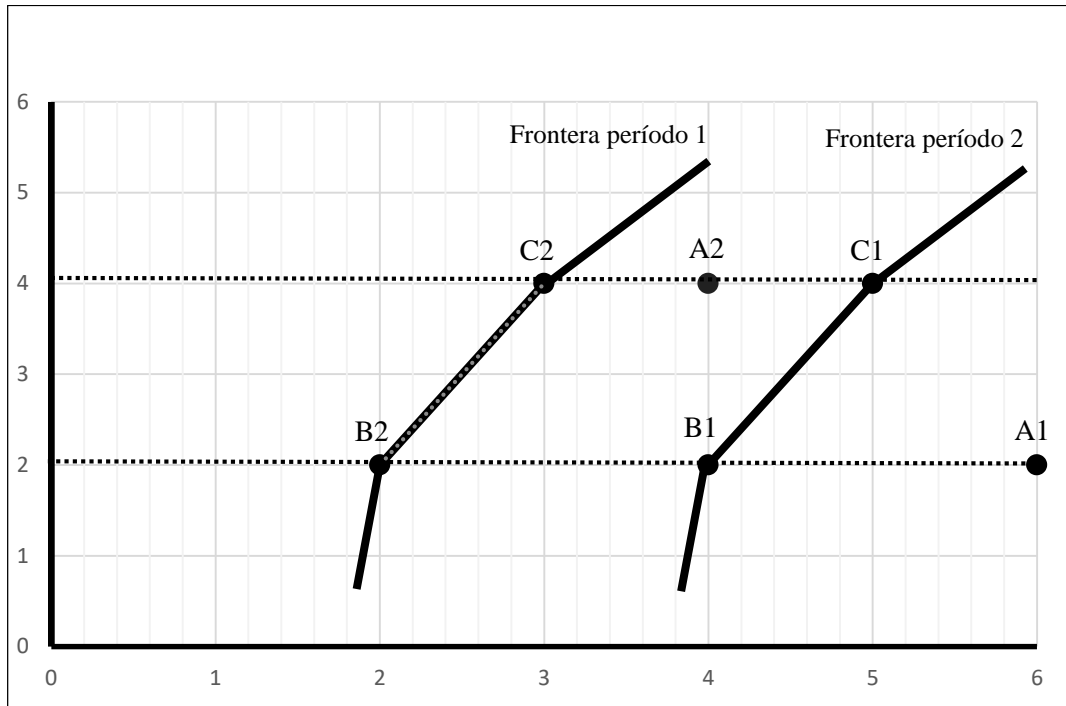
para propósitos de agregación y que sin embargo, es capaz de medir el crecimiento de la PTF en una configuración multi-*input* y multi-*output* (Radam, *et al.* 2009).

El índice de Malmquist de la PTF se emplea para medir el impacto del cambio de la productividad. Por lo tanto, el índice de Malmquist evalúa el cambio de productividad de una DMU entre dos periodos de tiempo y es un ejemplo de análisis de “estática comparativa”(Ramirez, 2011). Es definido como el producto de los términos de “*Catch Up*” y “*Frontier-shift*”. El término de *Catch Up* (recuperación) se refiere al grado en que una DMU mejora o empeora su eficiencia, mientras que el término *Frontier-shift* refleja el cambio en las fronteras eficientes entre dos periodos de tiempo (Cooper, *et al.* 2008).

La técnica del índice de Malmquist permite la separación del efecto *catching up*, del cambio tecnológico, es decir, el desplazamiento de la frontera de las mejores prácticas sobre el tiempo debido al progreso tecnológico (Gúzman, *et al.* 2008).

Para una DMU si los insumos y productos (x_t , y_t) observados en $t=1$ y $t=2$ son, respectivamente, los puntos $A_1=(6,2)$ y $A_2=(4,4)$. Los niveles de eficiencia relativa son 0.067 para el primer período (B_1/A_1) y 0.75 para el segundo (C_2/A_2). De este modo, en $t=2$ la DMU ha mejorado su nivel de eficiencia con respecto a la frontera. De la misma manera, como se observa en la figura 6, la frontera también se ha movido en el tiempo. Para medir este efecto es preciso trasladar el punto de referencia B_1 a B_2 sobre la frontera del período 2. Entonces, la convergencia hacia la frontera correspondiente a A_1 es evaluada por $[(B_1/A_1) / (B_2/A_1)]$ y similarmente para A. Para computar el efecto innovación total se toma un promedio geométrico de ambas convergencias (figura 7). Finalmente, el índice de productividad Malmquist es la multiplicación de los efectos de cambio de eficiencia y cambio tecnológico (Ferro y Romero, 2011).

Figura 7. Componentes del índice de Malmquist



Fuente: Ferro y Romero (2011).

El desplazamiento de la curva de frontera del cambio tecnológico no solo hace referencia estricta a alguna innovación o al desarrollo técnico, el desplazamiento también puede ocurrir por otros fenómenos como un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada y/o una mejora en la gestión de los recursos, las capacidades y del conocimiento al interior del sector. La construcción del índice de Malmquist implica definir las funciones de distancia respecto a dos períodos diferentes de tiempo y calcular para cada observación la variación de la tecnología en la media geométrica de las distancias en ambos períodos (Ramírez, 2011). Un valor del índice Malmquist inferior a la unidad señala un deterioro en la PTF entre dos períodos, mientras que un valor superior a uno indica una mejora respecto del período precedente (Ferro y Romero, 2011).

CAPÍTULO IV

DESARROLLO METODOLÓGICO PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD

El presente capítulo se abordará en dos secciones. En la primera parte se analiza los aspectos teóricos y metodológicos sobre el DEA y el índice de Malmquist, modelos que se utilizan para calcular la eficiencia y el cambio en la PTF respectivamente de cada uno de los 20 países analizados. En la segunda parte, se desarrollan las bases empíricas del presente análisis, que incluye la revisión de la bibliografía sobre la aplicación de DEA en estudios relacionados tanto a la industria petrolera como a la energética (por el parecido en sus insumos y productos), la selección de las variables y las fuentes de información para la recopilación de datos.

4.1 Método y metodología

A través del tiempo, en la literatura de la metodología de investigación han surgido varias definiciones que hacen referencia al método científico. Pérez (2003:42), establece la siguiente definición: “Por método científico entiendo la suma de principios teóricos, de las reglas de conducta y de las operaciones mentales y manuales que usaron en el pasado y hoy siguen usando los hombres de ciencia para generar nuevos conocimientos científicos”.

4.1.1 Método científico

En la presente investigación se utilizará el método científico, con el fin de fundamentarla y que su estructura cumpla los requerimientos aceptados por la comunidad científica, buscando que su proceso acredite los resultados y conclusiones aportadas y que contribuya con conocimiento nuevo, calidad y carácter científico. Existen diversas expresiones del método científico, en este trabajo de investigación se destacan dos, el hipotético-deductivo y el analítico deductivo.

La investigación es de carácter hipotético deductivo ya que se presentan inicialmente principios o ideas breves que intentan resolver el problema, y conforme avance el trabajo al ir integrando los resultados concluir de manera general si se cumplen o no las hipótesis propuestas. Es también analítico deductivo, porque los modelos seleccionados primeramente descomponen el concepto general en sus particularidades para ir determinando como se relacionan entre ellas, identifica cuáles son sus causas y cuáles sus efectos, para al final tener un panorama completo del problema y proporcionar ideas globales de la problemática y concluir con un nuevo enfoque más general de la industria petrolera de México.

4.1.2 Metodología

Se realizará una recolección de datos históricos y estadísticos sobre las variables correspondientes a este estudio. La información recolectada se utilizará para realizar la programación lineal para expresar los resultados de producción con múltiples insumos y múltiples productos de cada país. Desarrolla una envolvente con las mejores DMU mediante un modelo de frontera no paramétrico determinísticos reconocido como DEA para determinar la eficiencia técnica del sector *upstream*

Con las diferentes fronteras que se obtienen para los diferentes periodos se utilizaran las *ratios* de cambios mediante el índice de Malmquist, para medir efectos de la eficiencia y cambio tecnológico sobre los cambios en la productividad de las DMUs. Finalmente se calculará la PTF como el producto de la eficiencia técnica por el cambio tecnológico.

4.1.3 Instrumentos

Un instrumento de medición adecuado es aquel que registra datos observables que representan verdaderamente los conceptos o las variables que el investigador tiene en mente. Los instrumentos de medición son las herramientas que se utilizan para llevar a cabo las observaciones (Hernández, 2010).

2.12.1 Instrumentos cuantitativos

El instrumento cuantitativo utiliza la recolección y el análisis de datos para contestar preguntas de investigación y probar hipótesis establecidas previamente, y confía en la medición numérica, el conteo y frecuentemente en el uso de la estadística para establecer con exactitud patrones de comportamientos de una población. Explica de manera más objetiva posible los fenómenos observados, contribuyendo así a la generación de conocimiento (Hernández, 2006).

De acuerdo con Navarro y Santillán (2007), existen dos opciones con respecto a la utilización de instrumento de medición en las investigaciones: 1) elegir un instrumento de medición ya desarrollado y disponible, el cual se adapta a los requerimientos del estudio en particular y 2) construir un instrumento de medición de acuerdo con la técnica apropiada para ello.

Para esta investigación se recolectará información ya documentada y se emplearán instrumentos estadísticos y de programación lineal para determinar la envolvente necesaria para utilizar el modelo DEA. La información se recolectará de las bases de datos institucionales de la SENER, PEMEX, y se realizó una solicitud a través de la Plataforma de Transparencia al Sistema Nacional de Transparencia (SNT) con la finalidad de conseguir datos menos agregados sobre los activos de producción perteneciente a la subsidiaria PE. Es primordial dada la metodología seleccionada, recabar datos de manera desagregada de cada campo de extracción petrolera sobre sus activos de

exploración y de producción, número de empleados, reservas petroleras probadas y producción de petróleo.

La información obtenida de otros países se obtiene mediante la revisión de la base de datos del BM sobre producción y reservas petroleras. En el caso de los activos de exploración y de producción y el número de empleados, primero se requirió la base de datos de organizaciones o instituciones creadas para el control de las operaciones de la industria petrolera, los reportes se obtuvieron entonces de bases de datos de la OPEP, de la S&E, y de la API. Finalmente, para aquellos países que no pertenecen a organizaciones específicas o que no reportan sus operaciones, se revisaron los reportes específicos de las operaciones de las empresas que operan en cada uno de los países y se agregan los datos en una base de datos comunes, tal es el caso de Rusia y China.

4.1.4 Universo y muestra

Una población está determinada por sus características definitorias, por tanto, el conjunto de elementos que posea esta característica se denomina población o universo. La población es la totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población presentan una característica en común, la cual se estudia dando origen a los datos de la investigación (Bernal, 2000). El universo de esta investigación estará integrado por todas las unidades de toma de decisión del sector *upstream* de la industria petrolera mundial, tanto IOCs como NOCs

La muestra en cambio puede definirse como un subconjunto de una población, ésta debe ser representativa de la población (Salkind, 1999). Los sujetos de esta investigación son los principales países productores de petróleo y la EPS de PEMEX PE, y cada país es considerado como DMU independiente.

Tabla 5. Top 20 países productores de petróleo (DMUs)

Ranking	País
1	Rusia
2	Arabia Saudita*
3	Estados Unidos
4	Iraq*
5	Iran*
6	China
7	Canadá
8	Emiratos Árabes Unidos*
9	Kuwait*
10	Brasil
11	Venezuela *
12	México
13	Nigeria *
14	Angola*
15	Noruega
16	Kazajistán
17	Qatar*
18	Argelia*
19	Omán
20	Reino Unido

* Países miembros de la OPEP.

Nota: Qatar fue miembro de la OPEP hasta enero de 2019.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del BM (2018).

4.2 Análisis teórico-metodológico de la técnica DEA y el índice de Malmquist

En la presente sección se reúnen los aspectos teóricos del análisis envolvente de datos y del índice de Malmquist, así como los elementos metodológicos para su cálculo.

4.2.1 Atributos teóricos y metodológicos de DEA

En el capítulo segundo se describieron los aspectos teóricos sobre productividad y eficiencia, la técnica DEA es una metodología utilizada para la medición comparativa de unidades homogéneas, es decir, que tienen una misma racionalidad (finalidad) económica. Partiendo de los *inputs* y *outputs*, el DEA proporciona un ordenamiento de los agentes otorgándoles una puntuación de eficiencia relativa (Emid, 2011). De esta manera, los agentes o DMUs que obtengan el mayor nivel

de productos con la menor cantidad de insumos son las más eficientes del grupo y por tanto, obtendrán los puntajes más altos. Es un método de frontera no paramétrico determinístico, lo que quiere decir que la producción se evalúa respecto a las funciones de producción que no requiere ninguna hipótesis sobre la frontera de producción, y la eficiencia de alguna unidad determinada con respecto a las unidades observadas con el mejor desempeño, dando lugar a la posibilidad de revisar el *benchmarking*, en lugar de solo analizar un comportamiento que tienda a la media³², como lo hace el análisis de regresión (Arieu, 2006).

Los modelos DEA aprovechan el *know-how*³³ de las DMUs que son las unidades productivas analizadas, así se identifican las eficientes e ineficientes, además de fijar objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras, por lo que realizar un *benchmarking* de las unidades evaluadas, empleando únicamente la información disponible en las propias DMU's, sin necesidad de realizar supuestos teóricos (Delfín y Navarro, 2015).

La principal ventaja de estos modelos es que otorgan un indicador global de eficiencia (o ineficiencia), sustentando en su base teórica, sin necesidad que tener que asignar previamente pesos a los diferentes *outputs* e *inputs*. También que se adapta a contextos multiproductos e incluso, tanto los *inputs* como los *outputs* pueden estar expresados indistintamente en términos monetarios y/o unidades físicas (Navarro, 2003).

Entre las desventajas de la técnica DEA, se encuentra la dificultad para comprobar hipótesis estadísticas, que los resultados son muy susceptibles a una mala especificación de las variables asociadas de *inputs* y *outputs* a utilizar, así como se requiere que el número de observaciones comparadas sean las máximas posibles. Por otra parte, se requiere que las unidades de análisis sean similares entre sí (Ramirez, 2011).

³² Al realizar un análisis paramétrico es necesario determinar la media de la muestra para determinar cómo el resto de las observaciones se alejan de la media y definir un error estándar para poder realizar regresiones que separen los términos de error de los parámetros del fenómeno observado. Mientras que en los modelos no paramétricos se toma como referencia la distancia a las observaciones que tienen mejor resultado (Kendrick, 1961).

³³ Conocimientos técnicos u organizativos de los que disponen determinadas personas o empresas obtenido a través de la experiencia y que son necesarios para el desarrollo de una actividad específica (Charan, 2007).

En este sentido, la definición de eficiencia utilizada es (Mercado, *et al.*, 1997):

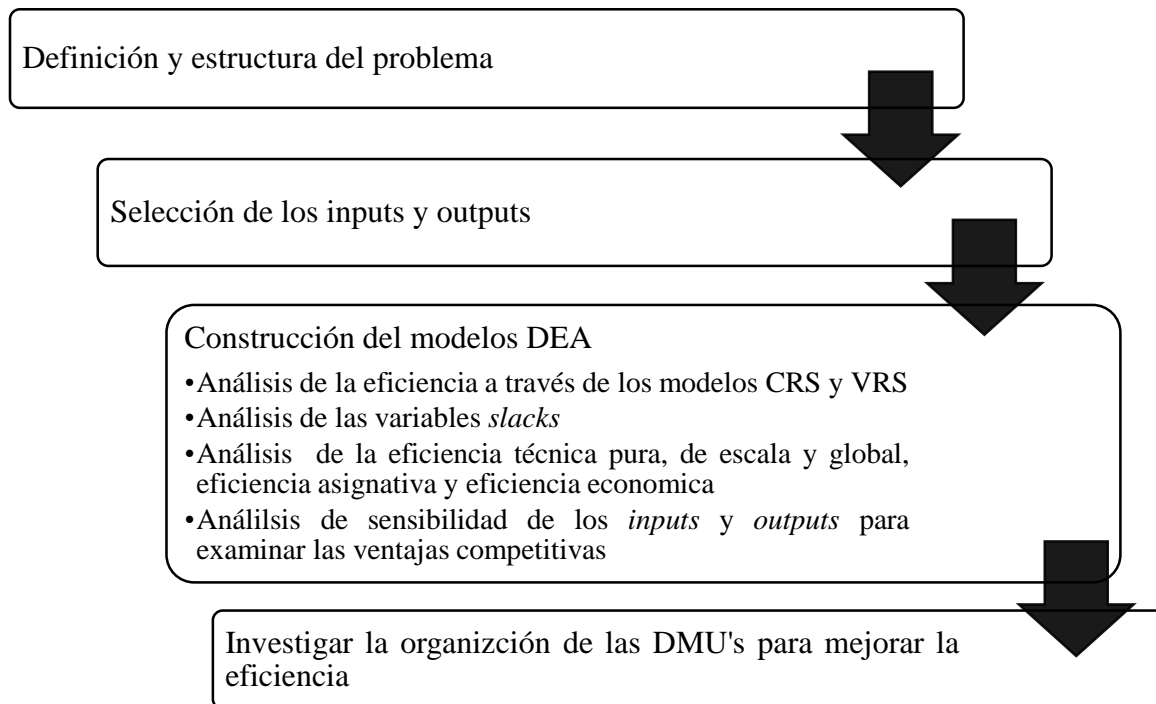
$$Eficiencia = \frac{Total\ de\ salidas}{Total\ de\ entradas}$$

O formalmente:

$$E = \frac{\sum_{i=0}^N v_i y_i}{\sum_{i=0}^N u_i x_i} \quad (1)$$

Donde E representa la eficiencia, x_i y v_i son las entradas y salidas respectivamente, mientras que los parámetros u_i y v_i muestran las importancias relativas de cada uno de los parámetros.

Figura 8. Metodología DEA



Fuente: Navarro y Torres (2003).

Desde el punto de vista metodológico de la estructura de la investigación de los modelos DEA, en la que se contemplan estos aspectos y elementos adicionales que conllevan no solamente al análisis

de la productividad a partir de la técnica DEA, sino a la propuesta de alternativas para mejorar la eficiencia se plante en la figura.

4.2.2 Modelos DEA con rendimientos constantes a escala (CCR)

La primera propuesta de Charnes, Cooper y Rhodes (1978), se basa en el modelo de *ratios*, con la particularidad de que los pesos asignados por los diferentes *outputs* e *inputs* no se fijan *a priori*, sino que son determinados por un programa lineal. Este modelo es apropiado cuando todas las firmas operan en una escala óptima. Sin embargo, la competencia imperfecta, las regulaciones del gobierno y las restricciones financieras pueden hacer que una firma no opere en la escala óptima. Su formulación matemática es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \quad \frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{i0}} \\
 & \text{s. a} \\
 & \frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{ij}} \leq 1 \quad j = 1, \dots, 0, \dots, I \\
 & u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1 \dots m; i = 1 \dots n
 \end{aligned} \tag{2}$$

Donde y_{rj} es el *output* r de la DMU j , x_{ij} el *input* i de la DMU j , u_r el peso asignado al *output* r y v_i el peso del *input* i . Este programa lineal se resuelve para cada una de las unidades analizadas.

La eficiencia de la DMU analizada se define como la *ratio* entre la suma ponderada de sus *outputs* y la suma ponderada de los *inputs*, estas ponderaciones, sin embargo, se dejan libres con la finalidad de poder maximizar la eficiencia de la unidad analizada, bajo este supuesto, se compara su desempeño respecto al resto de las DMUs (Ramirez, 2011). El hecho que las restricciones fueren a que las *ratios* de eficiencia de las DMUs incluidas en el análisis sean inferiores o iguales a la unidad, tiene como objetivo la normalización de la medida de eficiencia, de esta manera tendrá

que ser menor o igual a 1, denotando la unidad la ETG y valores inferiores a ésta, la cuantía de la ineficiencia (Ayvar, 2006).

Como puede observarse, la expresión anterior no es lineal, lo que dificulta su resolución numérica. Para solucionar este problema, se procede a su linealización mediante la siguiente transformación.

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{Max} \sum_{r=1}^m u_r y_{ro} \\
 & \mathbf{s. a.} \\
 & \sum_{i=1}^n v_i x_{io} = 1 \\
 & \sum_{r=1}^m u_r y_{rj} \leq \sum_{i=1}^n v_i x_{ij} \quad j = 1, \dots, 0, \dots, I \\
 & u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1 \dots m ; i = 1 \dots n
 \end{aligned} \tag{3}$$

La formulación descrita del modelo CCR, suele denominarse *CCR ratio form*, aunque resulta más habitual la utilización de su programa dual:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{Min} \theta \\
 & \mathbf{s. a.} \\
 & \left(\sum_{i=1}^n \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = Y_{ro} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_i^- = \theta x_{io} \quad i = 1 \dots n \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_i^- \geq 0 ; \theta \text{ libre de signo}
 \end{aligned} \tag{4}$$

Nótese que como consecuencia de las características generalmente aceptadas para las tecnologías de producción, θ no puede tomar un valor negativo ya que no pueden obtenerse *outputs* positivos a partir de un vector de *inputs* negativos o producción gratuita. Además, al ser la función objetivo de minimización, se obtendrá como resultado el valor más pequeño para que θ cumpla las

restricciones, de hecho, lo que se pretende es buscar una combinación lineal de DMUs (o unidad de referencia) que consiga un *output* mayor o igual al de la DMU analizada, con un consumo de *inputs* igual o inferior. Esto implica que si no se puede hallar dicha combinación lineal, se obtendrá como unidad de referencia la misma DMU analizada, por lo que tomará el valor 1 como máximo, por tanto, $\theta \in (0, 1]$ (Giménez, 2004).

θ proporciona el índice de ETG de la DMU analizada. Su interpretación es el nivel máximo en que podría reducirse el consumo de todos los *inputs* sin cambios en su *mix*. Debido a esto, esta formulación del problema está orientada a *inputs* y se trata de un modelo radial (*ídem*).

No obstante, se pueden lograr disminuciones adicionales en algunos *inputs* admitiendo cambios en el *input-mix*. Los objetivos fijados para los *inputs* bajo este supuesto vendrían dados por la expresión siguiente, donde los superíndices “*” denotan el valor óptimo de las variables:

$$\theta^* x_{io} - s_i^*$$

El objetivo para el *output* “*r*” debería fijarse en: $y_{ro} + s_r^{+*}$

Paralelamente, puede plantearse el modelo CCR orientado a *outputs* de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \textbf{Max } \phi \\ & \textbf{s. a.} \\ & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = \phi Y_{ro} \quad r = 1 \dots m \\ & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_i^- = x_{io} \quad i = 1 \dots n \\ & \lambda_j, s_r^+, s_i^- \geq 0; \phi \textbf{ libre de signo} \end{aligned} \tag{5}$$

En este caso como en el anterior, debido a las características de la tecnología de producción, el valor ϕ no tomará valores negativos al no poderse obtener *outputs* positivos a partir de un vector de *inputs* negativo o producción gratuita. Por otro lado, al ser la función objetivo de maximización, se obtendrá como resultado el mayor valor para que ϕ cumpla las restricciones, cuando lo que se

pretende es buscar la combinación lineal de DMUs que consiga un *output* mayor o igual al de la DMU analizada, con un consumo de *inputs* igual o inferior.

Esto significa que si no puede hallarse esta combinación lineal, se obtendrá como unidad de referencia la misma DMU analizada, por lo que tomará el valor de 1, por tanto, $\phi \in [1, +\infty)$.

En este caso, ϕ debe interpretarse como el aumento que en tanto por uno, podría lograrse en todos los *outputs*, sin cambios en su *mix*. Así, si una DMU puede expandir radialmente todos sus *outputs* se obtendrá $\phi > 1$ y en caso contrario $\phi = 1$. Por tanto, en este caso también se está ante un modelo radial.

Al igual que en el modelo orientado a *inputs* se pueden lograr aumentos adicionales en algún *output*, admitiendo como contrapartida cambios en el *output-mix*. El objetivo que debería fijarse para el *output* “*r*” en este caso, vendría dado por la expresión siguiente:

$$\phi^* y_{ro} + s_r^{+*}$$

Mientras que el objetivo para el *input* “*i*” se debe fijar de la siguiente manera:

$$x_{io} - s_i^{+*}$$

Para la presente investigación, considerando que la extracción de crudo como recurso primario y dependiendo de la creación de infraestructura para el descubrimiento de yacimientos, su evaluación, desarrollo y finalmente la extracción de hidrocarburos, el modelo que se selecciona es orientado a *outputs*, donde se compara con cierto nivel de tecnología (*mix-inputs*) donde se logre la mayor cantidad de *outputs* (Delfín y Navarro, 2014).

4.2.3 Modelos DEA con rendimientos variables a escala (BCC o VRS)

Los modelos básicos DEA contemplan rendimientos de escala constantes y rendimientos de escala variables. En los modelos con rendimientos de escala constantes las unidades toman como DMU de referencia la de mayor productividad de entre las observadas al momento de calcular su eficiencia relativa. Mientras que los modelos con rendimientos a escala variables requieren de introducir, a partir de modelos *ratio* linealizado, alguna restricción o alguna variable que le indique al modelo que cada unidad o DMU tiene que compararse con aquellas de su tamaño y no con todas

las unidades presentes en el programa (Banker, *et al.* 1984) Modificando la forma envolvente del modelo *CCR-INPUT* a:

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Min } \theta_o \\
 & \textbf{s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = y_{ro} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_r^- = \theta x_{io} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \theta \text{ libre de signo}
 \end{aligned} \tag{6}$$

Se puede observar que la restricción adicional que aparece en el dual de este modelo, la suma de los componentes del vector $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ es igual a 1, obliga a que la proyección de la unidad se efectúe sobre el hiperplano que forman las unidades más productivas de su tamaño. En general, en este caso, aparecerán unidades observadas que no eran eficientes en el anterior modelo CCR y que sin embargo en este modelo sí lo son. De ahí que la frontera eficiente técnica, este formada por más unidades observadas que el modelo *CCR-INPUT* (Villa, 2003).

La eficiencia relativa de cada unidad es θ_o . Las mismas consideraciones que se hacen en el modelo de retornos constantes referentes a las proyecciones realizadas sobre la frontera y los valores de las variables de holgura, son también válidas en este modelo. Se distingue que el problema de orientación de entrada porque la reducción radial sólo es permitida para las entradas (*ídem*).

El modelo es invariante frente a las traslaciones de salidas, ya que no existen ampliaciones radiales de éstas, e invariante respecto a las unidades de medida de las entradas. Si en cambio la orientación del problema es de salida, se obtendría un modelo análogo al anterior (*ídem*).

La formulación matemática para el caso de orientación al *output* es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Max } \phi \\
 & \textbf{s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = \phi y_{ro} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_r^- = x_{io} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}
 \end{aligned} \tag{7}$$

La inclusión de la restricción $\sum_{j=1}^I \lambda_j = 1$ relaja el supuesto de rendimientos constantes a escala, pasando al supuesto de rendimientos variables a escala (Ramirez, 2011). Esta restricción obliga a que la unidad de referencia sea una combinación lineal convexa de otras, por lo que si se comparan necesariamente DMUs de tamaños similares, deben cumplirse el resto de las restricciones del programa lineal.

Existe también la posibilidad de incluir la restricción $\sum_{j=1}^I \lambda_j \leq 1$, pero ésta requeriría una definición de una tecnología con rendimientos no crecientes a escala.

4.2.4 Modelos DEA con ineficiencias de escala (NIR)

Los programas diseñados por Charnes, Cooper y Rhodes (1978), calculan el índice de eficiencia en el supuesto de rendimientos constantes. Posteriormente Banker, Charnes y Cooper (1984), relajaron la restricción al incluir una tecnología que presentara rendimientos variables a escala. Färe, Grosskopf y Lovell (1994), muestran cómo se pueden estimar las fuentes de las ineficiencias a escala.

Las ineficiencias a escala se utilizan para determinar la cercanía de una empresa a la escala más productiva (Banker, *et al.*, 1984), ya que se trata de un tipo de ineficiencia relacionado con la dimensión de las DMUs. Una vez detectadas las ineficiencias a escala, si se compara el nuevo índice, calculado bajo el supuesto de rendimientos variables, con otro calculado bajo rendimientos que las generan.

Este nuevo índice se puede formular cambiando la restricción adicional sobre el vector de intensidad por una que imponga rendimientos no-crecientes a escala, de manera que la suma de sus elementos sea menor o igual a la unidad. De esta manera, la naturaleza de las ineficiencias a escala de una DMU en particular puede ser determinada comparando el grado de eficiencia técnica de rendimientos no crecientes con el grado de eficiencia técnica con rendimientos variables (*ídem*).

Si estos valores son diferentes, la DMU presenta rendimientos crecientes a escala; por el contrario, si son iguales, se aplican rendimientos decrecientes, es decir, la empresa incurre en ineficiencia de escala, debido a la existencia de estos rendimientos (*ídem*). La restricción para NIR:

$$\sum_{j=1}^I \lambda_j \leq 1$$

Banker y Morey (1986a y 1986b), consideraron la posibilidad de que ciertas cantidades de *inputs* no puedan ajustarse a corto plazo. Färe, Grosskopf y Lovell (1994) y Coelli *et al.* (1998), diferencian entre *inputs* fijos y variables que se incorporan en el programa permitiendo el ajuste de los *inputs* variables (*xv*) al tiempo que se mantiene el nivel de *inputs* fijos (*xf*). Esta modificación se puede extender a los diferentes rendimientos a escala incorporando las restricciones sobre el vector intensidad.

4.2.5 Análisis de holuras o *slacks* de las variables

Para conseguir la eficiencia puede no ser suficiente con la reducción radial del vector de factores controlables, ya que puede llegar a ser necesaria la reducción adicional de algún factor o el incremento de algún *output*, lo cual se puede distinguir a través de los valores de las variables de holgura o *slacks* (Murias, *et al.* 2008).

El análisis *slacks* de las variables en los modelos DEA, proporciona la dirección en la cual habrán de mejorarse los niveles de eficiencia de las DMUs. De esta manera el valor *output slack* representa el nivel adicional de *outputs* necesarios para convertir una DMU ineficiente en una DMU eficiente (Navarro y Torres, 2004). De la misma manera, un valor *input slack* representa las reducciones necesarias de los correspondientes *inputs* para convertir una DMU en eficiente (Lo, *et al.* 2001).

4.2.6 Benchmarking

El *benchmarking* se define como la medida de una actuación en comparación con la de las mejores compañías de su clase, determina cómo la mejor de ellas ha logrado estos niveles de desempeño y utiliza la información como base para los objetivos, estrategias y aplicación de la propia compañía (Bemowski, 1991). El proceso de *benchmarking* significa:

- Determinar las características apropiadas del proceso receptor y utilizarlas para comparar un proceso con otro (donante).
- Desarrollar los datos sobre la actuación del mejor proceso practicado dentro o fuera de una organización, que requiera la aplicación del *benchmarking*.
- Comparar y evaluar el proceso o procesos según los datos relativos a las características medidas.
- Desarrollar medidas para mejoras continuas partiendo de los nuevos datos.
- Aplicar los cambios del proceso planificado.
- Controlar la eficacia de estos cambios.

De acuerdo al trabajo de Delfín y Navarro (2014), el *benchmarking* requiere una acción planificada de la evaluación y la aplicación. Es un intento por modificar el proceso, a la luz de los nuevos conocimientos adquiridos sobre un comportamiento más eficiente. El *benchmarking* se divide en tres áreas:

- Interna. Una evaluación de prácticas dentro de una organización.
- Competitiva. Muy limitada en la aplicación real, ya que requiere competidores que admitan y cooperen en la mejora de una o ambas organizaciones.

- Interindustrial. Evaluaciones entre operaciones en distintas industrias.

Benchmarking significa adaptar las mejores prácticas, más que copiarlas. Implica utilizar el conocimiento de un proceso para determinar lo que es utilizable del proceso donante. De esta forma, la mentalidad o cultura que rodea el *benchmarking* es la de mejorar y exceder las dimensiones de la actuación del proceso donante (Navarro, 2005).

4.2.7 Bootstrap

Las estimaciones obtenidas por el DEA pueden estar sesgadas y verse afectadas por la incertidumbre ocasionada por las variaciones de las muestras (Gitto y Mancuso, 2012). Además, los resultados de eficiencia mediante DEA son relativos, ya que no se conoce la verdadera frontera de producción (Simar y Wilson, 2010). Ya que las estimaciones son puntuales, los resultados de DEA también carecen de propiedades estadísticas necesarias para realizar inferencias (Simar y Wilson, 2000). Esto se debe a que el modelo de frontera usado realiza el cálculo de eficiencia de manera no paramétrica y asume que no existe una forma funcional particular (Simar y Wilson, 2007).

Las estimaciones de DEA son determinísticas y no tienen en cuenta la medición de error estadístico. Estas estimaciones de eficiencia en su forma original son inválidas para realizar inferencias estadísticas convencionales, ya que se desconoce si existen relaciones y dependencias entre las estimaciones de eficiencias (Hawdon, 2003), la solución a estos problemas es el uso de la técnica de *Bootstrap* en el DEA.

En su forma básica, el algoritmo de *Bootstrap* involucra un proceso intensivo de computar muestras sintéticas, mediante la selección aleatoria de muestras con remplazo, provenientes de la muestra observada. El objetivo es obtener propiedades estadísticas para los resultados de eficiencia, el principio fundamental es aproximar la distribución muestral hacia los verdaderos valores de eficiencia, mediante la generación de datos, de esta manera se puede valorar mediante el error estándar qué tanto se acerca la nueva muestra a diferencia de la original del universo, incluso mediante la prueba de hipótesis. Simar y Wilson (2007), recomiendan el uso de 2000 muestras generadas por *Bootstrap*

4.2.8 Medición de la productividad con el Índice de Malmquist

El índice de Malmquist es un método basado en funciones de frontera que permite diferenciar entre movimientos hacia dicha frontera, y desplazamientos por la misma. Mide qué tan cerca se encuentra un nivel de producción respecto al nivel de eficiencia técnica dado un conjunto de factores de producción, es decir, qué tan cerca se encuentra un vector de producción de la frontera dado un vector de factores (Färe *et al.*, 1994).

La construcción del índice de Malmquist implica definir las funciones de distancia respecto a dos períodos diferentes de tiempo y calcular para cada observación la variación de la tecnología en la media geométrica de las distancias en ambos períodos. La función de distancia de *input* se define como la reducción máxima de los *inputs* manteniendo constante el nivel de *output*, dentro del conjunto de posibilidades de producción S para un período de referencia t se expresa matemáticamente como (Ramirez, 2011; Delfín y Navarro, 2015):

$$D_i^t(x^t, y^t) = (\inf\{\theta: (\theta x^t, y^t) \in S^t\})^{-1} = (\sup\{\theta: (x^t/\theta, y^t) \in S^t\})^{-1} \quad (8)$$

Siendo x el vector de *inputs*, y el vector de *outputs*, θ un escalar que mide la reducción proporcional en todos los *inputs* manteniendo el nivel de *output*. La construcción del índice de Malmquist implica el definir la función de distancia respecto a dos períodos diferentes de tiempo, en los cuales se mide el avance en productividad; uno que lo define la observación y otro que se define por el período de referencia de la tecnología (Färe *et al.*, 1994), de la siguiente manera.

$$D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1}) = (\inf\{\theta: (\theta x^{t+1}, y^{t+1}) \in S^t\})^{-1} \quad (9)$$

La función de distancia $D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})$ mide la reducción máxima de los *inputs* para hacer posible (x^{t+1}, y^{t+1}) en el período de tecnología t . De forma similar se puede definir la función distancia de la observación (x^t, y^t) en el período $(t+1)$.

$$D_i^{t+1}(x^t, y^t) = (\inf\{\theta: (\theta x^t, y^t) \in S^{t+1}\})^{-1} \quad (10)$$

Färe *et al.* (1994), definen el índice de productividad de Malmquist, tomando la tecnología de referencia en la media geométrica y descomponiendo el índice de la siguiente forma.

$$M_i(x^{t+1}, y^{t+1} | x^t, y^t) = \frac{D_i^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_i^t(x^t, y^t)} \left[\frac{D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_i^{t+1}(x^t, y^t)} \cdot \left[\frac{D_i^t(x^t, y^t)}{D_i^{t+1}(x^t, y^t)} \right]^{1/2} \right] \quad (11)$$

El cociente entre corchetes es la media geométrica de dos cocientes que reflejan movimientos de la frontera de tecnología entre los dos períodos t y $t+1$, indicando cambio tecnológico, si éste adopta un valor >1 indica que sucedió un progreso tecnológico, si el valor es <1 quiere decir que dio lugar una regresión tecnológica y si es $=1$ entonces la tecnología se ha mantenido (Delfín y Navarro, 2015).

El cociente fuera de los corchetes refleja la variación de la eficiencia relativa, medida como cociente entre las eficiencias entre los periodos que se consideran en el análisis. En este escenario, si el cociente es >1 revela una mejora en la eficiencia relativa en el periodo t a $t+1$, si es <1 la eficiencia relativa ha empeorado y si es $=1$ la eficiencia relativa se ha mantenido (*idem*).

Para calcular el índice de Malmquist, Färe *et al.* (1994) utilizan los CRS, pero además proponen el cambio de ETG, la cual puede descomponer el cambio ETP, que se representa exclusivamente la gestión técnica de la DMU independientemente de su tamaño; y el cambio de la EEs, derivada del tamaño de la unidad productiva en relación con la escala óptima. Esta descomposición se obtiene incorporando el supuesto de una tecnología con rendimientos de escala variables de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} ETG_i^{t+1} &= \frac{D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_i^t(x^t, y^t)} = \left\{ \frac{D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_i^{t+1}(x^t, y^t)} \right\}_{VRS} \left[\frac{\frac{D_i^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})_{CRS}}{D_i^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})_{VRS}}}{\frac{D_i^{t+1}(x^t, y^t)_{CRS}}{D_i^{t+1}(x^t, y^t)_{VRS}}} \right] \\ &= ETP_i^{t+1} * EE_i^{t+1} \end{aligned} \quad (12)$$

El índice de Malmquist posee dos variantes, y su estimación requiere de calcular las funciones de distancia pertinentes a la orientación. Färe, Grosskopf y Roos (1998), proponen una manera de resolver dicha situación mediante la programación matemática DEA, donde la función de distancia

de la DMU en el periodo t y $t+1$, requiere resolver cuatro problemas de programación lineal: $D_i^t(x^t, y^t)$, $D_i^{t+1}(x^t, y^t)$, $D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})$ y $D_i^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})$. Para esto, se toma en cuenta que la función de distancia de *output* es recíproca a la medida de eficiencia técnica de Farrell (1957), orientada al *output*.

$$[D_i^t(x^{k't}, y^{k't})]^{-1} = \max \theta^{k'}$$

$$s. a \sum_{k=1}^k \lambda^{k,t} y_m^{k,t} \geq \theta^{k'} y_m^{k,t} \quad m = 1, \dots, M.$$

$$\sum_{k=1}^k \lambda^{k,t} x_m^{k,t} \geq \theta^{k'} x_m^{k,t} \quad n = 1, \dots, N.$$

$$\lambda^{k,t} \geq 0 \quad k = 1, \dots, K. \quad (13)$$

Donde x e y representan los insumos y productos, respectivamente, del proceso productivo de la DMU. k' representa 1, 2, ..., k DMU's, utilizando $n=1, 2, \dots, N$ inputs $\lambda_m^{k,t}$, en cada periodo de tiempo $t=1, 2, \dots, T$. Estos *inputs* se usan para producir $m=1, 2, \dots, M$ outputs $y_m^{k,t}$ (Delfín y Navarro, 2015).

Para calcular la función de distancia con respecto del periodo $t+1$, se utiliza una expresión matemática similar, para la cual se sustituye el superíndice t por $t+1$ en las ecuaciones anteriormente presentadas. Con respecto a la función distancia $D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})$, se estima con la sustitución del superíndice t por $t+1$. Así mismo, la estimación de la función $D_i^t(x^t, y^t)$ se concreta reemplazando el superíndice t por $t+1$.

El índice de Malmquist permite la descomposición en el cambio productivo en mejoras de eficiencia técnica y en cambios en la tecnología; además permite describir una tecnología con múltiples insumos y productos sin la necesidad de especificar un objetivo de comportamiento, tal como la minimización de costos o la maximización de beneficios (Coelli *et al.*, 1998).

4.3 Estudio de casos y desarrollo para la selección de variables

Para el análisis adecuado de la problemática de esta investigación, la elección adecuada de variables, sustento teórico y aplicación adecuada de las herramientas metodológicas, se realizó la siguiente revisión bibliográfica.

Tabla 6. Revisión Bibliográfica

Año	Autor	Título
2000	Sueyoshi	Stochastic DEA for restructure strategy: an application to a Japanese Petroleum company
2001	Cudington y Moss	Technological Change, Depletion, and the U.S. Petroleum Industry
2005	Navarro, J.	La Eficiencia del Sector Eléctrico en México
2006	Abbott M.	The productivity and efficiency of the Australian
2006	Abdullah <i>et al.</i>	Efficiency differences between private and state-owned enterprises in the international petroleum industry
2009	Torres, Ayuso y Laura	Disparidades en eficiencia técnica y convergencia en eficiencia en México: un análisis de frontera
2007	Wang <i>et al.</i>	Performance based regulation of the supply industry in Hong Kong: An empirical efficiency analysis approach
2008	Vaninsky A.	Environmental Efficiency of Electric Power Industry of the United States: A Data Envelopment Analysis Approach
2010	Eller <i>et al.</i>	Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies
2011	Peter R. Hartley, Kenneth B. Medlock	La eficiencia de ingresos de PEMEX: un enfoque comparativo.
2012	Sueyoshi y Goto	Data envelopment analysis for environmental assessment: Comparison between public and private ownership in petroleum industry
2012	Aparecida <i>et al.</i>	Efficiency in Brazilian Refineries Under Different DEA Technologies
2017	Guevara <i>et al.</i>	The Status and Evolution of Energy Supply and Use in Mexico Prior to the 2014 Energy Reform: An Input-Output Approach
2017	Ohene-Asare <i>et al.</i>	Multinational operation, ownership and efficiency differences in the international oil industry
2018	Sueyoshi y Wang	DEA Environmental Assessment on US Petroleum Industry: Non-radial Approach with Translation Invariance in Time Horizon

Fuente: Elaboración propia (2019).

4.3.1 Selección de DMU's

Las actividades de exploración y producción que se llevan a cabo por el sector *upstream* de la industria petrolera se realizan por diversos países en los distintos continentes, a pesar de esto la cantidad de reservas probadas y la producción de derivados del petróleo presenta una variación importante entre todos estos países, incluso dentro del top 20 de países petroleros que se enumeran en esta investigación concentran más del 80% de las reservas petroleras y también de la producción de crudo a nivel mundial. Se redujo la muestra en cinco países, debido a la dificultad en la recolección de datos, ya que los gobiernos o las empresas involucradas no proporcionan reportes de libre acceso y/o información estadística representativa. Los países seleccionados son los siguientes.

Tabla 7. Producción y reservas probadas del sector *upstream* 2017

Países	Reservas petroleras MMB	Proporción	Producción de crudo mBD	Proporción
Estados Unidos	49.97	2.95%	13056.99	14.09%
Canada	168.92	9.96%	4830.63	5.21%
México	7.22	0.43%	2224.15	2.40%
Brasil	12.79	0.75%	2733.99	2.95%
Venezuela	303.18	17.87%	2110.20	2.28%
Noruega	7.92	0.47%	1968.87	2.13%
Reino Unido	2.31	0.14%	999.13	1.08%
Rusia	106.19	6.26%	11257.26	12.15%
Irán	157.20	9.27%	4981.68	5.38%
Iraq	148.77	8.77%	4519.96	4.88%
Kuwait	101.50	5.98%	3025.44	3.27%
Arabia Saudita	266.21	15.69%	11950.84	12.90%
Emiratos Árabes	97.80	5.76%	3935.27	4.25%
Angola	9.52	0.56%	1674.39	1.81%
Nigeria	37.45	2.21%	1987.75	2.15%
China	25.66	1.51%	3845.94	4.15%
Subtotal	1502.61	88.57%	75102.51	81.06%
Resto del mundo	193.99	11.43%	17546.12	18.94%
Total	1696.60	100.00%	92648.63	100.00%

Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2018).

En la tabla 7 se muestra la relevancia que tienen los principales países productores de petróleo a nivel mundial, cubriendo en el año de 2017 cerca del 89% de las reservas petroleras y el 81% de la producción global. La muestra seleccionada para esta investigación es significativa porque incluye a estos países en el análisis de la eficiencia y PTF, solo excluyendo a Iraq.

Norman y Stoker (1991), sugieren que el número mínimo de DMUs a analizar sean 20, mientras que Banker et al. (1984), proponen que los *inputs* más los *outputs* $\leq 0.3 * DMUs$, En su trabajo Lo et al. (2001), propone que el número de DMUs debe ser al menos dos veces la suma de los *inputs* más los *outputs*.

Conforme a estos parámetros el mínimo de DMUs necesarios para realizar el análisis DEA para tres *inputs* y dos *outputs*, la muestra debe contener entre 20 y 10 DMUs, por lo que considerar 15 DMUs es suficiente conforme a lo propuesto en los trabajos de Banker et al. (1984) y Lo et al. (2001).

4.3.2 Selección de variables

Las variables independientes seleccionadas para la presente investigación se dividen conforme a la teoría y metodología en *inputs* y *outputs*, para cada una de ellas se alimentan de datos del sector *upstream* de la industria petrolera mundial. Siguiendo los lineamientos del modelo DEA y posteriormente para el uso de índice de Malmquist, los datos están presentes en unidades físicas (para obtener niveles de eficiencia técnica), son discretos, y de naturaleza determinística, ya que reflejan el valor directo observado en la práctica. Los datos se reunieron para cada período analizado.

En la tabla 8 las variables que obtienen mayor frecuencia son el número de empleados, gastos en capital, barriles de petróleo, pozos de producción de petróleo, pozos de exploración, reservas petroleras, formación bruta de capital. Después de la revisión bibliográfica y en consideración que en la presente investigación serán analizadas tanto NOCs como IOCs, es primordial considerar aquellas variables que sean homogéneas en su proceso.

La diferencia en los objetivos entre las empresas de propiedad estatal con la de propiedad privada es primordialmente el objetivo financiero, mientras que las primeras se enfocan en la carga social y la aportación al gasto público, las segundas se enfocan en la entrega de utilidades a sus dueños (Abdbullah, 2006). La presente investigación se enfoca entonces en el número de empleados, pozos de exploración, pozos de extracción, reservas petroleras y producción petrolera, ya que estas variables son homogéneas para ambos tipos de empresas.

Tabla 8 Frecuencia de variables

Variable	Sueyoshi (2000)	Cudington y Moss (2001)	Abbott (2006)	Adbullah (2006)	Torres et al. (2009)	Wang et al. (2007)	Vaninsky (2008)	Eller et al. (2010)	Hartley et al. (2011)	Sueyoshi (2012)	Aparecida (2012)	Guevara et al. (2017)	Ohene- Asare (2017)	Sueyoshi et al. (2018)	Total
Empleados	*		*	*	*			*		*			*		7
Tamaño estación de gas	*														1
COPEX	*	*							*	*					4
Gasolina	*											*			2
Barriles de petroleo	*						*		*	*	*	*	*	*	8
Pozos produc. petro.		*					*		*	*					4
Pozos explor.	*	*								*				*	4
Reservas petrol.		*						*		*			*		4
Reser. de gas natural		*								*			*		3
Rezago de reservas		*													1
Form. bruta de capital			*	*	*				*						4
Energía utilizada			*									*		*	3
Cons. electric.			*									*			2
Prod. del capital				*											1
Prod. laboral				*		*		*							3
PIB					*										1
OPEX laboral						*									1
Numero de clientes						*									1
Emisiones CO2							*			*	*				3
Pérdidas de energía							*								1
Util. reserv. petrol.								*							1
Utilid									*						1
Prod. de gas										*			*		2
Años en oper.											*				1
Petróleo procesad.											*				1
Poblac.														*	1

Fuente. Elaboración propia (2020).

Inputs:

Pozos de exploración (PE). Cantidad de pozos activos para la exploración de yacimientos nuevos, que tienen como objetivo recuperar las reservas petroleras y catalogar la viabilidad y tamaño de los yacimientos petroleros.

Pozos de extracción/producción (PP). Cantidad de pozos de extracción activos de hidrocarburos (esencialmente petrolero crudo), de cualquier tipo (terrestre, aguas someras, plataforma), que tienen como función la extracción de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos que ya pueden ser explotados.

Mano de obra (MO). Número de trabajadores, tanto operativos, administrativos y temporales que se emplearon en la fase de exploración y producción (sector *upstream*) de la industria petrolera de cada país analizado.

Outputs:

Reservas petroleras probadas (RN). Millones de barriles de petróleo descubierto en los yacimientos, que ya ha sido evaluado y se ha comprobado el tamaño del yacimiento y la viabilidad de la extracción de los hidrocarburos de cada país analizado, se destaca en esta investigación que se toma en cuenta la recuperación de las reservas, esto quiere decir aquellas reservas producidas durante el año de estudio, a diferencia de otros estudios que toman en cuenta el acumulado de reservas que reportan los países al final del año.

Producción total de crudo (PT). Barriles de crudo extraídos por cada uno de los países, para la investigación se considera el total producido al final del año estudiado.

4.3.3 Correlación de Pearson y análisis factorial

Para respaldar la selección de las variables elegidas después de la revisión de literatura que analizan la operación del sector *upstream*, se decidió realizar el análisis factorial para respaldar la elección.

El análisis factorial es una técnica de reducción de datos que sirve para encontrar grupos homogéneos de variables a partir de un conjunto de variables. El propósito de este análisis consiste en buscar el número mínimo de dimensiones capaces de buscar el máximo de información contenida en los datos. Se encarga de analizar la varianza común de todas las variables, partiendo de una matriz de correlaciones (Carmona, 2014).

Se realiza también una prueba de adecuación de la muestra conocida como Kaiser-Meyer-Olkin (KMO), que se utiliza para contrarrestar las magnitudes de los coeficientes de correlación parcial, de forma que cuanto más pequeño sea su valor, mayor será el valor de los coeficientes de correlación parciales, en consecuencia, menos apropiado realizar un análisis factorial, siendo que las correlaciones no son explicadas por las otras variables (*ídem.*).

Se realizó la prueba de esfericidad de Barlett la cual determina la aplicabilidad del análisis factorial de las variables estudiadas. El modelo es significativo (que se acepta la hipótesis nula) cuando se puede aplicar el análisis factorial, siempre que la significancia sea menor a 0.05 (Carmona, 2014).

La matriz de correlaciones, como se puede apreciar en la tabla 9, la correlación de dos *inputs* respecto a los *outputs* es mayor a 0.5, lo que indica que se correlaciona positivamente. Aunque el *input* de MO muestra una menor relación con la producción total, pero mayor a 0.5 con las reservas petroleras probadas, mientras que los PE muestra una correlación de 0.534 con las reservas, pero apenas de 0.420 con la producción total, lo cual se entiende la naturaleza de las operaciones del sector *upstream*.

Tabla 9. Correlaciones de Pearson

		PE	PP	MO	RN	PT
Correlación	PE	1.000	.926	.464	.534	.420
	PP	.926**	1.000	.386*	.611*	.625*
	MO	.464*	.386*	1.000	.633*	.294*
	RN	.534*	.611*	.633*	1.000	.706**
	PT	.420*	.625*	.294	.706*	1.000
Sig. (unilateral)	PE		.000	.041	.020	.059
	PP	.000		.077	.008	.006
	MO	.041	.077		.006	.143
	RN	.020	.008	.006		.002
	PT	.059	.006	.143	.002	

** . La correlación es significativa en el nivel de 0.01 (2 colas).

* . La correlación es significativa en el nivel 0.05 (2 colas).

Fuente: Elaboración propia (2019).

El test KMO que permite calificar la calidad de la muestra para ser analizada mediante el análisis factorial, así como la prueba de esfericidad de Barlett que comparte la misma finalidad. En este caso el estadístico KMO es de 0.64 y el valor de la prueba de Bartlett es de 0.000 por lo que se considera adecuado seguir con el análisis factorial.

Tabla 10. Prueba de KMO y esfericidad de Barlett

Medida Kaiser-Meyer-Olkin de adecuación de muestreo		.604
Prueba de esfericidad de Bartlett	Aprox. Chi-cuadrado	50.152
	gl	10
	Sig.	.000

Fuente: Elaboración propia (2019).

La comunalidad de una variable es la proporción de su varianza explicado por el modelo. En las comunalidades se puede analizar que las variables con valores bajos son las que tienen una explicación en menor medida por el modelo (Zamora *et al.* 2009). En este caso la variable que es explicada en menor medida es la MO, mientras que el resto tiene valores más altos, por lo que son explicadas en menor manera como se puede ver en la tabla anterior.

Tabla 11. Comunalidades

	Inicial	Extracción
PE	1.000	.712
PP	1.000	.805
MO	1.000	.440
RNC	1.000	.740
PT	1.000	.573

Fuente: Elaboración propia (2019).

Se obtuvo también la varianza total explicada, mediante una matriz donde se muestran los autovalores y el porcentaje de varianza que representa cada uno de las variables. Los autovalores reflejan la cantidad de varianza total que está explicada por cada componente, y los porcentajes de la varianza explicada se obtienen dividiendo el autovalor por la suma de los autovalores, por lo que se extraen componentes con autovalores mayores que uno (Zamora *et al*, 2009). En este caso, se tiene que un autovalor mayor que uno, por lo que se extrae un factor que consigue explicar el 65.398% de la varianza de los datos originales.

Tabla 12. Varianza total explicada

Componente	Autovalores iniciales			Sumas de extracción de cargas al cuadrado		
	Total	% de varianza	% acumulado	Total	% de varianza	% acumulado
1	3.270	65.398	65.398	3.270	65.398	65.398
2	.793	15.859	81.257			
3	.713	14.262	95.519			
4	.187	3.744	99.262			
5	.037	.738	100.000			

Método de extracción: análisis de componentes principales.

Fuente: Elaboración propia (2019).

Para explicar el 100% de la varianza total se deben extraer todos los componentes, sin embargo, en la matriz de componente sólo muestra un componente (ver tabla no 13).

Tabla 13. Matriz de Componente

	Componente
	1
PP	.897
RNC	.860
PE	.844
PT	.757
MO	.663

Método de extracción: análisis de componentes principales.

Fuente: Elaboración propia (2019).

4.3.4 Bases estadísticas

Los datos utilizados se obtuvieron principalmente de la base de datos del Banco Mundial de la base de datos institucional de PEMEX, del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía. Se revisaron los reportes de la *Securities Stock and Exchange*, de la *American Petroleum Industry*, del *Statistical Handbook* de la Asociación Canadiense del Petróleo, de Boletín Estadístico Anual de la OPEP y el Reporte Estadístico Anual de *British Petroleum Industry*.

CAPÍTULO V

EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD TOTAL DE LOS FACTORES DEL SECTOR *UPSTREAM*

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos de los niveles de eficiencia técnica de los 16 países petroleros estudiados en su sector *upstream*, siguiendo los lineamientos metodológicos de modelos no paramétricos DEA con orientación *output* con rendimientos variables a escala. Se expondrá de manera estática los resultados de cada periodo analizado, posteriormente se realiza el análisis dinámico a través del índice de Malmquist, conocer los cambios de eficiencia técnica y cambio tecnológico y cómo afectaron a la PTF.

5.1 Eficiencia técnica global a partir del modelo DEA-CRS

En la segunda sección del cuarto capítulo de esta investigación se describe el modelo que corresponde para el cálculo de la eficiencia técnica global (ETG) que corresponde al modelo de Banker (1984), de rendimientos constantes a escala. El concepto de la ETG engloba tanto el efecto del tamaño de la DMU y considera el resultado obtenido por los insumos utilizados en el proceso productivo. Navarro (2005), puntualiza que es necesario un análisis con VRS para considerar las imperfecciones del mercado y del proceso de producción, pero este enfoque es útil para crear una perspectiva general de la muestra que se está analizando.

En la tabla 13 se observan los resultados obtenidos por el modelo de Banker (1984). El país con el mejor desempeño en la ETG es Arabia Saudita que desde el año de 2008 el cual mantiene con la operación eficiente (valor unitario) con el promedio más alto de la muestra, los siguientes países son Rusia (0.9936), Kuwait (0.9667), Nigeria (0.9559), Angola (0.9351) e Irán (0.8906). Los países con el peor promedio de ETG son Canadá (0.2654), EE. UU (0.2767), China (0.2963), México (0.4499) y Venezuela (0.4639).

En este orden de ideas se vislumbran dos circunstancias: que los países pertenecientes a la OPEP tienen mejor desempeño, de los siete países que se incluyen en la muestra que son miembros, seis se encuentran en las primeras posiciones, con Arabia Saudita como el mejor referente de toda la muestra y con la única excepción de la inclusión de Rusia en el segundo lugar. Venezuela es el miembro de la OPEP con peor calificación, pero solo por debajo de Brasil si se considera a los países de América.

En segundo lugar, se entreve que los países de América se agrupan en la parte con los resultados más bajos de ETG, destaca que los países de América del Norte; Canadá, EE.UU. y México tienen los resultados más bajos de su continente. Brasil es el país americano con mejor puntaje (0.5916921) que apenas se encuentra en la mediana de los resultados generales.

El año que presenta mejor promedio de los países seleccionados en la muestra es en 2015 (0.7308), donde coincide con el único año en el que México obtuvo la unidad en su ETG. El promedio más

bajo del sector *upstream* se manifiesta durante el 2008 (0.6172), el primer año que se presenta en esta investigación. La tendencia general es al alta con dos picos a la baja durante los años de 2015 y el periodo de 2016-2017 que mantiene una ligera caída en el promedio general.

Los niveles de eficiencia más bajos los presentan Canadá y EE. UU durante el 2008, con 0.0843 y 0.0872 respectivamente. Para Canadá el mejor desempeño lo presenta en el año de 2018 con 0.8644, y es el único año en que obtuvo un puntaje mayor 0.5, además de representar el cambio a favor más amplio de toda la muestra durante todos los periodos, ya que recupera 0.5477 puntos. EE. UU por su parte tiene su mejor resultado durante 2013 con 0.4550, donde rompe su tendencia al alta de los años anteriores y se vuelve a la baja hasta el 2018 donde se recupera discretamente.

Tabla 14. ETG CRS del sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio DMU
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
A. SAUD.	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
RUSIA	0.9357	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9936
KUWAIT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.6666	1.0000	1.0000	0.9667
NIGERIA	0.6590	0.9009	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9560
ANGOLA	1.0000	1.0000	1.0000	0.8706	0.7798	0.8293	0.8713	1.0000	1.0000	1.0000	0.9351
IRAN	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.8903	0.8725	0.9174	0.7420	0.4841	0.8906
NORUEGA	0.6801	0.5559	0.6396	1.0000	0.7520	1.0000	1.0000	0.8762	1.0000	0.4152	0.7919
E. ARAB.	0.7418	0.5860	0.9297	1.0000	1.0000	0.9183	1.0000	0.6196	0.3065	0.2573	0.7359
BRASIL	0.2379	0.2013	0.2034	0.3431	0.3587	0.8776	0.9115	1.0000	1.0000	0.7835	0.5917
R.U.	0.2683	0.2843	0.3848	0.5654	0.5045	0.6477	0.4617	0.8141	0.8156	0.7457	0.5492
VENEZUELA	1.0000	1.0000	1.0000	0.3419	0.2142	0.2388	0.3396	0.1903	0.1558	0.1587	0.4639
MEXICO	0.2755	0.2644	0.3022	0.2621	0.2838	0.3526	0.4310	1.0000	0.5738	0.7540	0.4500
CHINA	0.2880	0.2337	0.3926	0.2954	0.3539	0.2907	0.3897	0.2776	0.1570	0.2845	0.2963
EEUU	0.0872	0.1613	0.1796	0.4021	0.1692	0.4551	0.3483	0.2851	0.3278	0.3512	0.2767
CANADA	0.0843	0.1230	0.1293	0.1448	0.1840	0.2301	0.2621	0.3161	0.3166	0.8644	0.2655
PROM. AN	0.6172	0.6207	0.6774	0.6817	0.6400	0.7154	0.7258	0.7309	0.6930	0.6732	

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

México en particular, tiene su mejor desempeño durante el año de 2015 (1.00) donde es eficiente, su puntaje más bajo se expresa en durante el 2011(0.2621) y el 2009 (0.2644), la tendencia se mantiene al alta desde el inicio de la investigación hasta el 2015 donde cae de la unidad a 0.5738 en el 2016, que representa en puntaje la caída más fuerte de ETG con 0.4262 puntos menos. En 2017 se repone obteniendo una calificación de 0.7539, lo cual representa la recuperación más importante con 0.1801 puntos.

5.1.1 Eficiencia técnica global a partir del modelo DEA-CRS *bootstrap*

De manera sistemática a cada nivel de eficiencia se le aplicó la técnica *bootstrap* para otorgar a la muestra validez estadística y reducción del error estándar, mediante un remuestreo aleatorio con sustitución, que favorece a la robustez del análisis y acerca los resultados obtenidos a los valores del universo de estudio (Lo *et al.* 2001).

El promedio más alto lo obtiene Rusia (0.8904) seguido de Irán (0.8442), Nigeria (0.8429), Kuwait (0.8279) y Angola (0.8153) en las primeras cinco posiciones. Arabia Saudita (0.7840) desciende 5 lugares, es el cambio más amplio. Rusia gana un lugar, Irán gana cuatro, Nigeria uno, Kuwait pierde uno, Angola permanece en la misma posición. Solo México y Venezuela alternan su posición, y el resto permanecen igual que antes de aplicar *bootstrap*.

Canadá obtiene el promedio más bajo con 0.2620, en este ejercicio México es el segundo país más eficiente de América con un promedio de 0.4121 solo por debajo de Brasil que obtuvo 0.5421. De nuevo los países miembros de la OPEP obtienen altos puntajes de ETG, ahora superados exclusivamente por Rusia, Venezuela reitera su desempeño como el más bajo de dicha organización.

Tabla 15. ETG CRS del Sector *Upstream* de la Industria Petrolera con *Bootstrap*, 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio DMU
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
RUSIA	0.8431	0.8708	0.9285	0.8675	0.8832	0.9130	0.9165	0.9198	0.8411	0.9205	0.8904
IRAN	0.9531	0.8703	0.7962	0.8558	0.8604	0.8323	0.8187	0.8573	0.6958	0.9022	0.8442
NIGERIA	0.5738	0.8153	0.9254	0.9459	0.8106	0.9268	0.8429	0.8967	0.8334	0.8586	0.8429
KUWAIT	0.8188	0.8644	0.8679	0.8207	0.8102	0.8108	0.8489	0.6364	0.8850	0.9155	0.8279
ANGOLA	0.8395	0.8373	0.8790	0.7968	0.7022	0.7532	0.8208	0.7875	0.8812	0.8560	0.8153
A. SAUD.	0.7277	0.7296	0.7685	0.7877	0.7915	0.8199	0.7861	0.7867	0.7727	0.8695	0.7840
NORUEGA	0.6417	0.5179	0.6025	0.8424	0.7178	0.8573	0.8878	0.8588	0.7768	0.4719	0.7175
E. ARAB.	0.6860	0.5164	0.8793	0.8995	0.9093	0.8723	0.9325	0.6050	0.2847	0.2563	0.6841
BRASIL	0.2276	0.1782	0.1935	0.3121	0.3302	0.8088	0.8785	0.8150	0.9131	0.7650	0.5422
R.U.	0.2449	0.2552	0.3645	0.5305	0.4881	0.5901	0.4182	0.7464	0.7915	0.8420	0.5271
MEXICO	0.2360	0.2301	0.2674	0.2289	0.2415	0.3136	0.3869	0.8655	0.5166	0.8347	0.4121
VENEZUELA	0.7283	0.7254	0.7525	0.3261	0.2023	0.2231	0.3161	0.1740	0.1389	0.2901	0.3877
CHINA	0.2552	0.2108	0.3671	0.2775	0.3280	0.2799	0.3777	0.2613	0.1482	0.8678	0.3374
EEU	0.0820	0.1408	0.1645	0.3778	0.2601	0.4302	0.3143	0.2683	0.3034	0.9533	0.3295
CANADA	0.0777	0.1131	0.1220	0.1367	0.1725	0.2171	0.2482	0.2880	0.3003	0.9449	0.2620
PROM. AN	0.5290	0.5250	0.5919	0.6004	0.5672	0.6432	0.6529	0.6511	0.6055	0.7699	

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

El 2018 se muestra ahora como el año con el mejor promedio del sector *upstream* de la industria petrolera (0.7699) a diferencia del 2015 en el ejercicio anterior. El peor desempeño se muestra durante 2009 (0.5250), un año después que en el modelo antes de *Bootstrap*, pero el 2008 es el segundo peor año (0.5290), con una ligera diferencia de 4 milésimas, por lo que se puede decir que el periodo 2008-2009 es que menor promedio obtiene en ambas situaciones.

5.2 Eficiencia técnica pura a partir del modelo DEA-VRS

En los resultados preliminares de ETP, se puede apreciar cómo el sector *upstream* de la industria petrolera es eficiente de manera consistente en países como Arabia Saudita, Rusia, Iran, Kuwait y Nigeria, los cuales presentan constantemente la unidad en su nivel de ETP. Para los países norteamericanos se puede observar cómo en los años iniciales tuvieron sus niveles más bajos de eficiencia, pero destaca que EE.UU se vuelve eficiente desde el año 2011 hasta el final del periodo estudiado, mientras que Canadá solo logra ser eficiente en el año 2017, México por su lado presenta los valores más altos de eficiencia en los años de 2011, 2012, 2013 y 2015 donde baja hasta 60% en el 2016 y vuelve a subir a 82% en el 2017 mostrando una recuperación en sus niveles de ETP.

De los países estudiados 8 pertenecen a la OPEP, éstos son: Arabia Saudita, Irán, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Venezuela, Nigeria y Angola, los cuales consistentemente muestran altos niveles de eficiencia, excepto Venezuela que cae desde 2011.

Solo Arabia Saudita, Rusia y Angola lograron el máximo de eficiencia durante todo el periodo de estudio, mientras que China y Canadá son aquellos que mantuvieron los niveles más bajos por todos los periodos.

El año en el que más países lograron valores unitarios de ET es durante 2013, en el cual 13 países fueron eficientes técnicamente los cuales fueron; EE.UU., México, Arabia Saudita, Rusia, Iran, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Brasil, Nigeria, Angola, Noruega y Reino Unido. Y los años en que menos países fueron eficiente fue durante 2008 y 2009 con solo 7 países que lograron ser eficientes.

Tabla 16. ETP VRS del sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio DMU
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
A. SAUD	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
RUSIA	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
ANGOLA	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
IRAN	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9417	1.0000	0.9087	0.9404	0.9791
NIGERIA	0.6968	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9697
KUWAIT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.6854	1.0000	1.0000	0.9685
EEUU	0.6362	0.7685	0.7271	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9132
NORUEGA	1.0000	0.5573	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9495	1.0000	0.4994	0.9006
R. U.	0.3458	0.4465	0.3983	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.8191
E. ARAB	0.7934	0.8177	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.6199	0.4300	0.2696	0.7931
MEXICO	0.2863	0.2703	0.3067	1.0000	1.0000	1.0000	0.9472	1.0000	0.5981	0.8730	0.7282
BRASIL	0.2382	0.2312	0.2128	0.3486	0.3736	1.0000	0.9862	1.0000	1.0000	0.8004	0.6191
VENEZUELA	1.0000	1.0000	1.0000	0.3423	0.2431	0.3630	0.4926	0.3892	0.4996	0.2967	0.5626
CHINA	0.4089	0.4058	0.3926	0.3669	0.3822	0.3852	0.3916	0.4190	0.4218	0.8833	0.4457
CANADA	0.3008	0.3152	0.3209	0.3154	0.3215	0.3511	0.3710	0.3650	0.3626	1.0000	0.4023
PROM. AN	0.7138	0.7208	0.7572	0.8249	0.8214	0.8733	0.8753	0.8285	0.8147	0.8375	

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Aquellas DMUs que lograron el mayor promedio son Arabia Saudita, Rusia y Angola, logrando el valor unitario de ETP. El puntaje obtenido por México es de 0.7282 lo que lo coloca como en segundo lugar de ETP de los países de América, pero en el 11º lugar general solo por encima de Brasil con 0.6191.

Venezuela con 0.5626, China con 0.4457 y Canadá con 0.4023 obtuvieron los resultados más bajos, estos resultados destacan que los países americanos exceptuando a EE.UU tienen los resultados menores de ETP, mientras que 5 de los 7 países miembros de la OPEP se encuentran dentro de los 6 países con mayor puntaje, éstos son; Arabia Saudita (1), Angola (1), Irán (0.9791), Nigeria (0.9697) y Kuwait (0.9685).

El desempeño de México en comparación con la media de cada periodo muestra que antes de 2010 (1.00) era inferior a la media, a partir de 2011 (1.00) la ETP superó la media durante los periodos de su máxima eficiencia hasta el 2015, a partir de ese año el puntaje que obtuvo volvió estar por debajo de la media. Consistentemente durante 2016 tanto la ETG y la ETP sufren el mayor retroceso en su puntuación, pero se recupera en el siguiente año. PEMEX EP obtuvo un promedio de 0.7228, lo que la coloca como la segunda mejor DMU del continente americano, por encima de Brasil en contraste con los niveles de ETG.

La calificación de ETP con VRS obtenida por EE.UU difiere bastante de la que tuvo en su ETG, al considerar la diferenciación de las DMU's por el tamaño que presentan, revela que el desempeño de este país es el mejor de los países americanos con un promedio de 0.9132, y un desempeño eficiente desde el año 2011 hasta el 2018.

El mejor promedio de la ETP se observa durante el periodo de 2013 a 2014 con 0.8733 y 0.8753 respectivamente. Mientras que el desempeño más bajo se refleja durante 2008 con 0.7138, desde este momento la tendencia general de la ETP es al alta y solo decae ligeramente durante 2016 para recuperarse en 2017.

Canadá y EE.UU muestran en la transición del 2016 al 2017 las mayores mejoras en ETP. El primer país de 0.3626 hasta la unidad, lo que representa un incremento en 0.6374 puntos. Mientras que EE.UU. mejora su puntaje de 0.4217 a 0.8833, un aumento de 0.4616 puntos. Solo Venezuela y Emiratos Árabes Unidos que mostraban una tendencia al alza en su desempeño durante los primeros años cambian su tendencia a partir de 2011, donde se aprecia que empieza a decaer su calificación.

La tendencia general de la industria es positiva, donde la mayoría de los países mejoran o mantienen sus niveles de ETP después de cada periodo, pero durante 2015 luce un discreto retroceso que termina por recuperarse a los niveles anteriores durante 2017.

5.2.1 Eficiencia técnica pura a partir del modelo DEA-VRS *bootstrap*

Siguiendo con el ejercicio de realizar *bootstrapping* para así mejorar la calidad estadística de las observaciones de la muestra y de resultados que se asemejen más a las del universo de estudio, en este apartado se realizan las siguientes observaciones sobre la ETP del sector *upstream* de la industria petrolera.

Rusia de nuevo gana una posición en comparación con los resultados antes de *bootstrap*, obteniendo un promedio de 0.8975, Irán (0.8885), Angola (0.8414) y Kuwait (0.8376) ganan posiciones y Arabia Saudita pierde de nuevo cuatro posiciones.

Las posiciones de la parte inferior de la tabla 17 no muestran ningún cambio en comparación con la tabla 16, y el rango de los promedios se pueden considerar significativamente cercanos. La distribución de la tendencia para el promedio de cada periodo también es similar, empujando un poco el promedio hacia abajo, pero conservando las mismas características; tendencia al alta hasta 2014, caída del 2015 al 2016 y ligera recuperación durante el 2018.

Tabla 17. ETP VRS *bootstrap* del sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio DMU
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
RUSIA	0.8469	0.8655	0.8664	0.9061	0.9149	0.9491	0.9416	0.9240	0.8398	0.9205	0.8975
IRAN	0.8501	0.8623	0.8213	0.9048	0.9079	0.9533	0.9146	0.9031	0.8658	0.9022	0.8886
ANGOLA	0.7788	0.8386	0.8011	0.8477	0.8448	0.8831	0.8834	0.8496	0.8315	0.8560	0.8415
KUWAIT	0.7715	0.8617	0.8056	0.8314	0.8373	0.8825	0.9161	0.6621	0.8922	0.9155	0.8376
A. SAUD	0.7782	0.7232	0.7988	0.8400	0.8444	0.8731	0.8852	0.8529	0.8441	0.8695	0.8310
NIGERIA	0.6265	0.8131	0.8060	0.8460	0.8410	0.8756	0.8887	0.8497	0.8386	0.8586	0.8244
EEUU	0.6218	0.1405	0.7129	0.9654	0.9425	0.9094	0.8958	0.9641	0.9399	0.9533	0.8046
NORUEGA	0.7684	0.5157	0.7984	0.8369	0.9091	0.9000	0.8796	0.9213	0.8448	0.4719	0.7846
E. ARAB	0.7381	0.5174	0.8993	0.8909	0.9120	0.9785	0.9418	0.6036	0.4128	0.2563	0.7151
R. U.	0.3265	0.2558	0.3749	0.8451	0.8378	0.8772	0.8818	0.8545	0.8388	0.8420	0.6934
MEXICO	0.2570	0.2271	0.2813	0.8496	0.8481	0.8758	0.9096	0.8872	0.5604	0.8347	0.6531
BRASIL	0.2201	0.1768	0.2024	0.3366	0.3615	0.9429	0.9609	0.8452	0.8981	0.7650	0.5710
VENEZUELA	0.7809	0.7233	0.8039	0.3330	0.2378	0.3570	0.4813	0.3774	0.4820	0.2901	0.4867
CHINA	0.3672	0.2102	0.3674	0.3599	0.3729	0.3807	0.3834	0.4022	0.4070	0.8678	0.4119
CANADA	0.2889	0.1127	0.3154	0.3103	0.3154	0.3461	0.3643	0.3487	0.3442	0.9449	0.3691
PROM. AN	0.6014	0.5229	0.6437	0.7269	0.7285	0.7990	0.8085	0.7497	0.7227	0.7699	

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

El promedio general de la industria, analizando todas las observaciones, también después de realizar Bootstrap es de 0.7073, solo Noruega, EE. UU, Nigeria, Arabia Saudita, Kuwait, Angola, Irán y Rusia están por encima de esta calificación, en gran parte debido a la constancia de sus resultados en comparación con los países que se encuentran por debajo de la media que muestran una mejora en su ETP a partir de los últimos dos años.

Tanto al calcular los niveles de ETG con CRS y ETP con el modelo de VRS de los modelos propuestos por Banker (1986) y Lo (2001), para los quince países de la muestra de la presente investigación, muestran tanto de manera general como individual una mejora considerable en el periodo de 2015 al 2017, incluso para aquellos países que no pertenecen a la OPEP y un repunte considerable por parte de Canadá y la caída más precipitada por parte de Noruega en el último año analizado.

5.3 Eficiencia de Escala del sector *Upstream* de la industria petrolera

La eficiencia de escala es relevante cuando la tecnología de la producción presenta rendimientos a escala variables, este tipo de eficiencia muestra si la unidad productiva analizada ha logrado alcanzar el punto óptimo de escala (Banker, 1984). Gracias a la EEs, es posible identificar si la DMU en cuestión es eficiente en escala, lo que quiere decir que con los *inputs* que utiliza obtiene los resultados esperados dependiendo del tamaño que tiene en comparación con el resto de las DMU y con aquellas que se está comparando.

La DMU que es más eficiente en su escala es Arabia Saudita, ya que tanto su ETG como su ETP alcanzan la unidad de manera consistente durante todo el periodo que abarca el presente trabajo. El país con la peor calificación, que obtiene la menor cantidad de *outputs* respecto a la cantidad de *inputs* que ocupa es EE. UU (0.2932), aun cuando el sector *upstream* de este país emplea una gran cantidad de PE, PP y MO con respecto a sus pares, la producción de reservas y de crudo está muy por debajo del resto de las DMUs con las que se comparó.

En este ámbito, por primera vez se presenta un país americano en la parte superior de los resultados, Brasil con (0.9550) es el quinto mejor en su EEs. Los países que pertenecen a la OPEP se mantienen en las primeras posiciones: Kuwait (0.9973), Nigeria (0.9847), Angola (0.9351), Emiratos Árabes Unidos (0.9166) e Irán (0.0906). Rusia mantiene también un buen desempeño y se coloca en la tercera posición.

México se coloca en la 12^a posición con un promedio en su EEs de 0.7102, y es el tercer mejor resultado de los países de América. PEMEX EP muestra una caída importante entre los años de 2011 hasta el 2014. Justo un año después de los peores niveles de eficiencia en su escala, en 2015 obtiene el nivel más alto de eficiencia y se reduce poco durante 2016 y 2017.

Brasil a diferencia de México muestra un desempeño constante siempre con niveles altos de EEs. Venezuela en cambio inicia en 2008 como DMU eficiente en escala hasta 2011, a partir de 2012 inicia una tendencia a la baja que adquiere su peor resultado durante 2016 con 0.3119.

El comportamiento general del sector *upstream* a través de los periodos analizados es relativamente plana, ya que los promedios obtenidos varían poco entre sí. El año con el mejor desempeño fue 2014 con 0.8252, y el peor año se presentó durante 2012 con un resultado global de 0.7886. La media de todas las observaciones para la EEs es de 0.8229, lo cual refleja que la industria ha sido eficiente en la escala en la que opera, siendo que esta calificación es cercana a la unidad.

Tabla 18. EEs del sector *upstream* de la industria petrolera mundial, 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio DMU
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
A. SAUD.	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
KUWAIT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9727	1.0000	1.0000	0.9973
RUSSIA	0.9357	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9936
NIGERIA	0.9458	0.9009	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9847
BRASIL	0.9989	0.8706	0.9558	0.9841	0.9600	0.8776	0.9242	1.0000	1.0000	0.9789	0.9550
ANGOLA	1.0000	1.0000	1.0000	0.8706	0.7798	0.8293	0.8713	1.0000	1.0000	1.0000	0.9351
E. ARAB.	0.9349	0.7166	0.9297	1.0000	1.0000	0.9183	1.0000	0.9996	0.7128	0.9541	0.9166
IRAN	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.8903	0.9265	0.9174	0.8166	0.5148	0.9066
NORUEGA	0.6801	0.9974	0.6396	1.0000	0.7520	1.0000	1.0000	0.9228	1.0000	0.8314	0.8823
VENEZUELA	1.0000	1.0000	1.0000	0.9987	0.8814	0.6579	0.6895	0.4888	0.3119	0.5348	0.7563
CHINA	0.7043	0.5758	1.0000	0.8051	0.9260	0.7547	0.9953	0.6625	0.3723	0.3221	0.7118
MEXICO	0.9624	0.9782	0.9854	0.2621	0.2838	0.3526	0.4550	1.0000	0.9594	0.8637	0.7103
R. U.	0.7760	0.6366	0.9661	0.5654	0.5045	0.6477	0.4617	0.8141	0.8156	0.7457	0.6933
CANADA	0.2803	0.3901	0.4030	0.4592	0.5724	0.6552	0.7064	0.8661	0.8731	0.8644	0.6070
EEUU	0.1371	0.2099	0.2471	0.4021	0.1692	0.4551	0.3483	0.2851	0.3278	0.3512	0.2933
PROM. AN	0.8237	0.8184	0.8751	0.8232	0.7886	0.8026	0.8252	0.8619	0.8126	0.7974	0.8229

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

5.3.1 Eficiencia de Escala a partir del modelo DEA-VRS *Bootstrap*

Al aplicar Bootstrap a la muestra y realizar la evaluación de la EEs, se obtiene los resultados de la tabla 19, se muestra un orden similar de aquellas unidades que operan en su óptimo de escala, en específico se puede observar que los países de la OPEP siguen emergiendo en la parte superior de la tabla con valores que se aproximan más a la unidad.

Sobresale el ascenso obtenido por Nigeria que obtiene un puntaje de 0.889 y se coloca como la DMU que opera en el nivel más óptimo de escala, y se encuentra tres posiciones arriba que en el ejercicio DEA antes de la aplicación de Bootstrap, mientras que el resto de los países se mantienen en posiciones similares.

Tabla 19 EEs *bootstrap* del sector upstream de la industria petrolera 2008-2017

DMU	Periodo										Promedio
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	DMU
NIGERIA	0.7978	0.8734	1.0000	0.9737	0.8395	0.9219	0.8261	0.9192	0.8656	0.8726	0.8890
RUSIA	0.8671	0.8763	0.9334	0.8339	0.8407	0.8379	0.8478	0.8670	0.8723	0.8414	0.8618
KUWAIT	0.9243	0.8737	0.9384	0.8598	0.8428	0.8002	0.8070	0.8371	0.8640	0.8543	0.8602
ANGOLA	0.9389	0.8696	0.9556	0.8187	0.7240	0.7428	0.8093	0.8074	0.9230	0.8768	0.8466
BRASIL	0.9005	0.8777	0.8325	0.8075	0.7954	0.7472	0.7963	0.8398	0.8855	0.8358	0.8318
E. ARAB.	0.8095	0.8694	0.8516	0.8793	0.8684	0.7765	0.8624	0.8729	0.6008	0.7771	0.8168
A. SAUD.	0.8144	0.8787	0.8379	0.8167	0.8164	0.8179	0.7735	0.8034	0.7973	0.8030	0.8159
NORUEGA	0.7274	0.8748	0.6572	0.8767	0.6876	0.8297	0.8791	0.8119	0.8009	0.6778	0.7823
IRAN	0.9765	0.8790	0.8443	0.8238	0.8254	0.7604	0.7796	0.8268	0.7000	0.4057	0.7821
R. U.	0.6533	0.8692	0.8469	0.5467	0.5074	0.5858	0.4131	0.7608	0.8219	0.7177	0.6723
CHINA	0.6053	0.8732	0.8703	0.6716	0.7660	0.6404	0.8580	0.5659	0.3173	0.2565	0.6424
VENEZUELA	0.8123	0.8735	0.8153	0.8530	0.7411	0.5444	0.5721	0.4017	0.2511	0.4339	0.6298
MEXICO	0.7999	0.8824	0.8282	0.2346	0.2480	0.3118	0.3705	0.8497	0.8029	0.7485	0.6077
CANADA	0.2342	0.8739	0.3368	0.3838	0.4764	0.5463	0.5933	0.7193	0.7599	0.7335	0.5657
EEU	0.1149	0.8727	0.2010	0.3408	0.2403	0.4121	0.3056	0.2424	0.2812	0.2923	0.3303
PROM. AN	0.7318	0.8745	0.7833	0.7147	0.6813	0.6850	0.6996	0.7417	0.7029	0.6751	

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

México, EE.UU y Canadá operan con deficiencia de escala, ubicándose en las últimas tres posiciones de la tabla, en particular estos últimos dos países incluso obtienen puntajes por debajo del 0.6, mostrando en su operación consistentemente los valores más bajos en cada uno de los periodos. El único país americano que no presenta dicho comportamiento es Brasil, que está más cercano a operar con un nivel de escala óptimo con un puntaje promedio de 0.8318, aun cuando en 2016 tuvo su peor ejercicio dentro de los periodos analizados.

Arabia Saudita es un ejemplo claro de constancia en su operación, el rango entre cada periodo y el promedio obtenido es el menor que de todos los países, lo cual muestra que su operación es consistente e incluso tiende a alcanzar el óptimo de escala, pero al mismo tiempo, muestra lo estático que es en su operación.

El año que presenta el menor nivel de la EEs del sector *upstream* es durante 2017 con 0.6751, la tendencia a la baja se observa a partir de 2015, coincidentemente un año después de la falta de acuerdo en los volúmenes de producción y precios propuestos por la OPEP.

5.4 Análisis de *slacks* con VRS del sector *upstream* de la industria petrolera

El análisis *slacks* de las variables en los modelos DEA, proporciona la dirección en la cual habrán de mejorarse los niveles de eficiencia de las DMUs. De esta manera el valor *output slack* representa

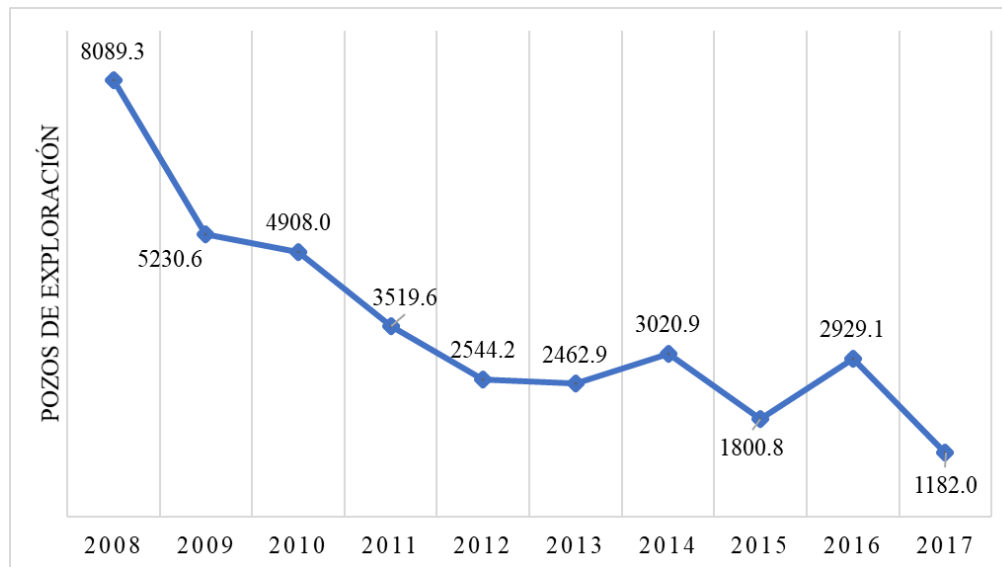
el nivel adicional de *outputs* necesarios para convertir una DMU ineficiente en una DMU eficiente. De la misma manera, un valor *input slack* representa las reducciones necesarias de los correspondientes *inputs* para convertir una DMU en eficiente (Lo, *et al.* 2001).

El análisis se realiza para cada periodo, debido a que el modelo seleccionado para la presente investigación es orientado hacia los *outputs*, la consideración que realiza Lo (2001), es adecuada para éstos, sin embargo, en el caso de los *inputs*, la interpretación se extiende a que éstos están siendo subutilizados y por tanto con esa combinación podrían producir una mayor cantidad.

Para el año 2008, los países que presentaron una producción de reservas petroleras por debajo del nivel óptimo fueron: EE.UU, Canadá, México, Brasil, los cuales teóricamente habrían podido producir 3 098, 3 746, 2 635, 2 517 millones de equivalente en barriles adicionales de reservas petroleras probadas respectivamente, lo que representaría 11 995 millones de barriles adicionales a la producción global. Esto mientras que la producción de petróleo no presenta una deficiencia significativa que afectara las calificaciones sobre la ETP.

Destaca que durante el 2018 se presentan *slacks* considerables en los *inputs*, para EE.UU y Canadá subutilizan tanto pozos de exploración como de producción, 4930 de exploración y 1655 de producción para EE.UU, mientras que para Canadá 2 762 de exploración y 234 de producción. En lo que respecta a la mano de obra, EE.UU no hace empleo eficiente de 114 mil empleados, China 166 mil empleados, Canadá 29 mil y Brasil 11 mil empleados.

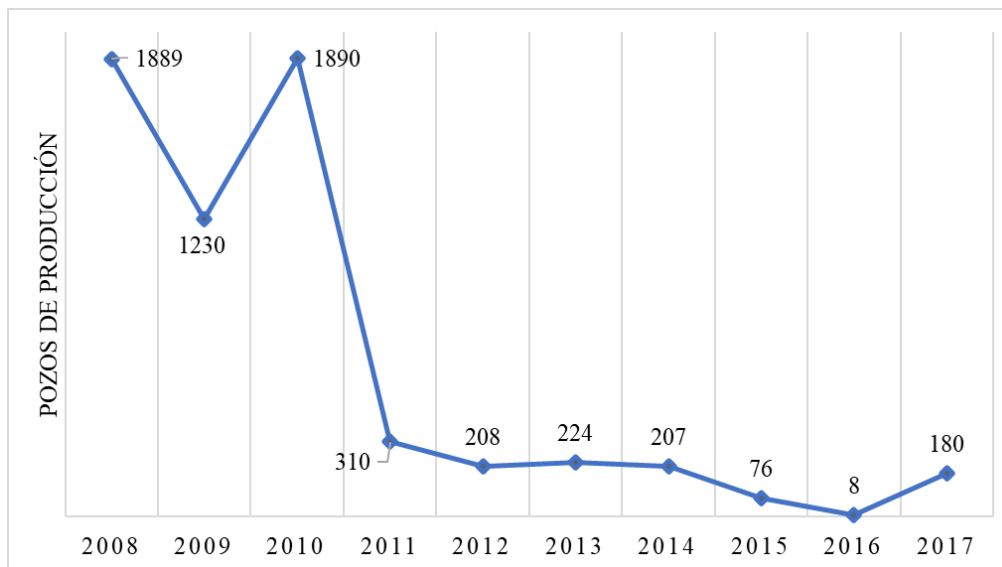
Gráfica 8. *Slack* pozos de exploración del sector *upstream* 2008-2017



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Durante 2009 la producción de reservas petroleras probadas adicionales que se habrían podido incorporar por los países de la muestra se distribuyen de la siguiente manera: Canadá con 2 993, México con 1 908, Noruega con 752 y Reino Unido con 1 029 (millones de barriles), en total 6684 millones de barriles de reservas petroleras probadas nuevas.

Gráfica 9 *Slack* pozos de producción del sector *upstream* 2008-2017

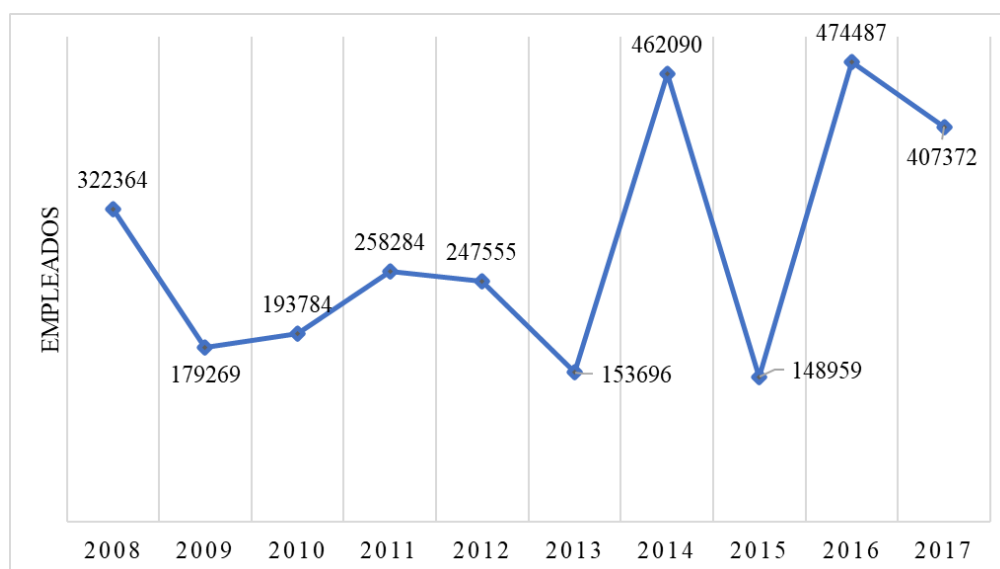


Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio(2019).

Los *inputs* que no se emplearon de manera eficiente durante el 2009 fueron los siguientes: 2 646 pozos de exploración de EE. UU, 1 028 de Canadá y 1 278 de China. 1 113 pozos de producción por parte de EE.UU, 115 de Canadá. La cantidad 31 752 empleados por parte de EE.UU y finalmente 147 137 de China.

En 2010 la producción de reservas petroleras presento se distanció de los niveles óptimos de la siguiente manera, 8 496 Mb EE.UU, 8 261 Mb Canadá, 1 367 Mb México, 9 957 Mb China, 5 113 Mb Brasil y 1 627 Reino Unido. Los *inputs* que debieron ser empleados de mejor manera fueron los siguientes; EE.UU 2 654 PE, 1 656 PP y 33 321 empleados; Canadá 1 227 PE y 308 PP; China 864 PE y 160 463 empleados.

Gráfica 10 Slack mano de obra del sector *upstream* 2008-2017

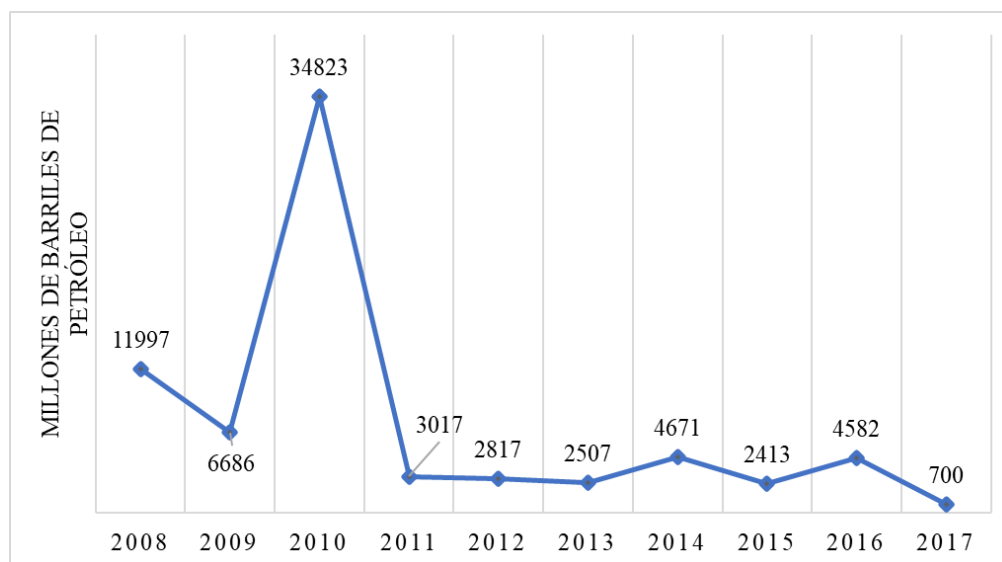


Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Para 2011 el único país que habría podido generar más reservas petroleras fue Canadá que se distancia del nivel óptimo por 3 016 Mb. En este año si se exponen *slack* significativos de la producción total de crudo, Brasil y Venezuela alcanzarían 472 y 629 millones de barriles adicionales. Existe una reducción considerable en los *inputs* que no obtuvieron su mayor potencial; Canadá 1 603 PE, 308 PP y 34 074 empleados; China 1 047 PE y 224 209 empleados; y Venezuela 868 PE.

Durante 2012, Canadá habría logrado una producción adicional de 1 878 Mb en reservas y China de 938 Mb. Se aprecia que estos países subutilizaron 1 152 y 671 PE respectivamente. Al siguiente año ambos países incrementan las distancias a la frontera. Canadá con 1 878 Mb en reservas, empleo deficiente de 1 015 PE, 224 PP y 13 352 empleados. China con 634 Mb en RP, 1 425 PE y 233 890 empleados. También durante 2013 con la mezcla de *inputs* que implementó Venezuela, este país dejó su producción en 1161 Mb.

Gráfica 11 *Slack* reservas petroleras del sector *upstream* 2008-2017



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

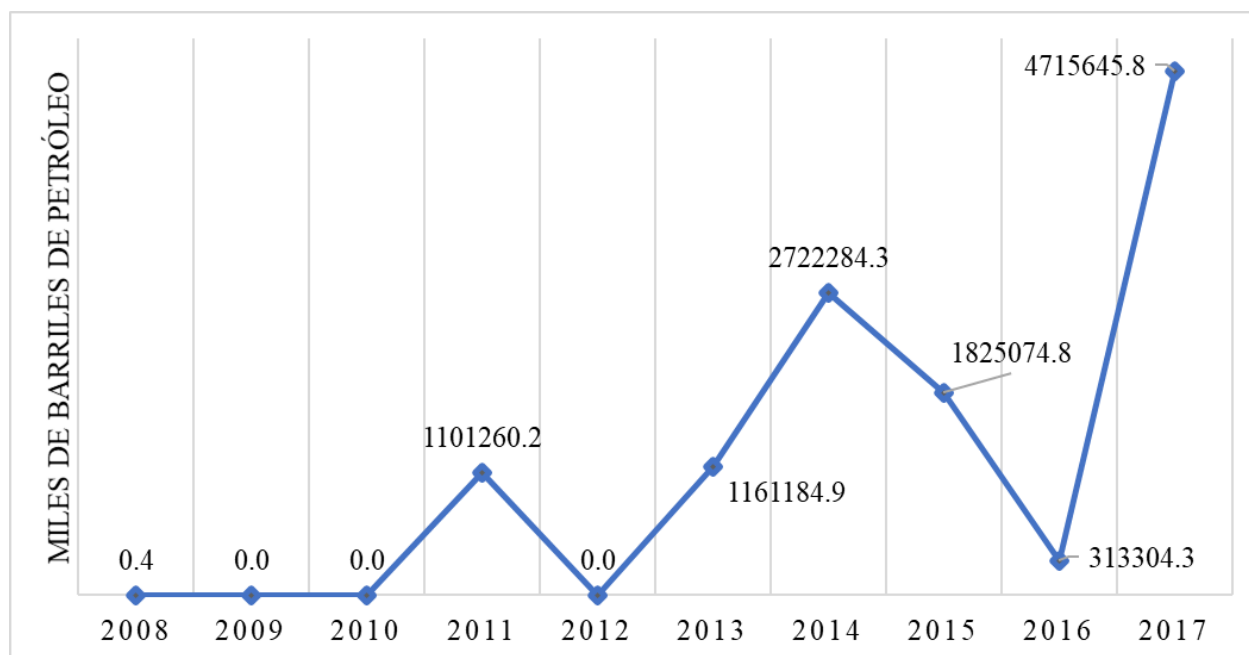
En 2014 la producción total de crudo de Venezuela se distanció de los niveles óptimos por 1 164 Mb, respecto a las RP, Canadá se alejó 3 339 Mb, México con 587 Mb, Irán 720 Mb y China con 23 Mb. En cuanto a los inputs, Canadá 837 PE y 176 PP, Irán 235 PE y 90 381 empleados, China 1 513 PE y 233 890 empleados, Venezuela con 433 PE y 84 106 empleados y Brasil con 31 958 empleados.

Al realizar la sumatoria de los *slacks* de cada periodo se muestra la tendencia de la industria para cada uno de los países, cuando la tendencia de la gráfica es a la baja significa que la brecha con la frontera de producción es cada vez más corta, en otras palabras, que se acercan a la eficiencia, en este caso representa una mejora en su empleo u obtención son PE, PP (factores de capital) y la RP.

Mientras que las gráficas que muestran tendencia al alza revelan que aumenta la brecha de la frontera eficiente, los resultados muestran que la MO y PT muestran tendencia al alza, lo que representa un empeoramiento en su uso y obtención (gráfica 10).

Los déficits resultantes de 2015 más significativos los presenta Venezuela, con un distanciamiento en la producción de crudo de 1 542 Mb, Canadá con 1 452 Mb en reservas petroleras, por primera vez los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait y Noruega presentan *slacks* en las reservas petroleras que habrían podido conseguir con la combinación tecnológica que presentaban con 315 Mb, 609 Mb y 354 Mb respectivamente. Durante este periodo la cantidad de *inputs* que fueron subutilizados se redujeron considerablemente, apenas con 121 PE de los Emiratos Árabes Unidos, 355 PE y 50 PP de Venezuela y 148 944 empleados por parte de China.

Gráfica 12. *Slack* Producción Total del Sector Upstream 2008-2017



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

La producción de crudo de Venezuela siguió alejándose de la frontera eficiente ahora por 313 Mb, debido a la subutilización de 586 PE y 107 112 empleados en 2016. Los déficits en las reservas petroleras durante esta etapa vuelven a aumentar prácticamente al doble, Canadá con 2 392 Mb,

México con 1 116 Mb³⁴ e Irán con 1 116 Mb. Referente a los factores de capital, los países que se alejaron de uso efectivo fueron: Canadá con 434 PE, Irán con 157 PE, China con 1 547 PE y Venezuela con 586 PE, resalta que en este tiempo no se presentó ningún *slack* de los pozos de producción de crudo. Del factor de mano de obra, Canadá desaprovechó 1 327 empleados, México 20 175³⁵, 90 190 de Irán, 250 645 de China, 5 035 de los Emiratos Árabes Unidos y 107 113 de Venezuela.

El último año analizado muestra un incremento en los *slacks* de los productos respecto al año anterior, México, los Emiratos Árabes Unidos y Noruega muestran de nuevo un déficit en las reservas obtenidas con 52 Mb, 356 mil barriles y 170 Mb respectivamente. Mientras que la producción de crudo China y Venezuela con 2 831 Mb y 1 884 Mb menos a su posible nivel eficiente. Mientras la aplicación deficiente de los pozos de exploración y los empleados se redujo, sucedió lo contrario con los PP, en 2017, 906 PE de China, 202 PE de los Emiratos Árabes y 72 PE por parte de Brasil no se utilizaron de manera eficiente. Irán y Venezuela no aprovecharon 162 PP conjuntamente. México con 18 323 empleados, Irán con 78905, China con 221 485, Brasil con 43 049 y 45 609 empleados por parte de Venezuela subutilizaron el factor de mano de obra.

5.5 Benchmarking de DMUs del sector *upstream* de la industria petrolera

El análisis *benchmarking* permite identificar los países que fueron considerados como referencia para aquellos que no lograron ser eficientes y cuentan con características similares (Delfín y Navarro, 2014). En la tabla 18 Arabia Saudita (10 ocasiones) es el país que se tomó como referencia mayor número de veces; durante 2009 fueron Irán, Andola y Venezuela; en 2010 fue Irán en 10 ocasiones; y a partir de 2011, Arabia Saudita prevaleció como el país que en más casos fue referente para la medición de la ETP con VRS.

Arabia Saudita acumuló a través de los periodos analizados un total de 69 ocasiones en que fue utilizado por otros países como referencia sobre la frontera de ETP, con orientación *output* y

³⁴ La caída en las reservas recuperadas del yacimiento de Cantarell empezó a decaer desde el año de 2014, sin embargo, PEMEX EP logró hallazgos viables que se agregaron durante 2015, pero no se realizó ninguno nuevo durante 2016 y 2017 (PEMEX, 2019).

³⁵ En el documento de Planeación a partir de este año, se expresó que de manera general PEMEX tendría que realizar ajustes de personal, lo que derivó en despidos crónicos reportados hasta el 2019 (*ídem*).

rendimientos variables a escala, esto significa entonces, que tanto con las imperfecciones del mercado, las dimensiones y tecnología de las DMUs, este país se ajustaba en la mayoría de las ocasiones adecuadamente para realizar la medición de los vectores.

Tabla 20. Benchmarking VRS del sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2017

Clave	DMU	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
P01	EEUU	P04(1.00)	P06(1.00) P11(1.00)	P06(1.00)	P01(1.00)	P01(1.00) P06(1.00)	P01(1.00)	P01(1.00)	P01(1.00)	P01(1.00) P05(1.00)	P01(1.00)
P02	CANADA	P04(1.00)	P05(1.00) P06(1.00)	P05(1.00) P06(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00)	P01(1.00) P04(1.00)	P04(1.00) P10(1.00)	P01(1.00) P02(1.00) P04(1.00)
P03	MEXICO	P04(1.00) P06(1.00) P09(1.00)	P04(1.00) P05(1.00) P09(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00) P14(1.00)	P03(1.00) P04(1.00) P14(1.00)	P03(1.00) P04(1.00)	P03(1.00) P04(1.00) P15(1.00)	P04(1.00) P15(1.00)	P04(1.00) P10(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P13(1.00) P15(1.00)	P04(1.00) P15(1.00)
P04	ARAB. SAUD.	P04(1.00) P11(1.00)	P04(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P06(1.00) P11(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P08(1.00) P09(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00) P14(1.00)	P04(1.00)	P05(1.00) P13(1.00)	P08(1.00) P12(1.00)	P04(1.00)
P05	RUSIA	P04(1.00) P05(1.00) P09(1.00) P11(1.00)	P05(1.00) P09(1.00) P11(1.00)	P06(1.00) P11(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00) P05(1.00)	P05(1.00)	P04(1.00) P09(1.00) P12(1.00)	P04(1.00) P13(1.00)	P05(1.00)	P04(1.00) P05(1.00)
P06	IRAN	P04(1.00) P06(1.00) P11(1.00)	P06(1.00) P11(1.00)	P06(1.00)	P06(1.00)	P06(1.00)	P06(1.00)	P04(1.00) P08(1.00)	P06(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00)
P07	CHINA	P09(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P06(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P06(1.00)	P04(1.00) P06(1.00)	P06(1.00)	P06(1.00)	P04(1.00) P08(1.00)	P06(1.00)	P04(1.00) P05(1.00) P14(1.00)	P04(1.00)
P08	E. ARAB.	P06(1.00) P09(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P06(1.00) P11(1.00)	P08(1.00)	P08(1.00)	P08(1.00)	P08(1.00)	P03(1.00) P04(1.00) P10(1.00)	P04(1.00) P10(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P05(1.00) P09(1.00)
P09	KUWAIT	P09(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P10(1.00)	P09(1.00)	P09(1.00)
P10	BRASIL	P04(1.00) P06(1.00) P09(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P09(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P08(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P08(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P13(1.00) P15(1.00)
P11	VENEZUELA	P11(1.00)	P11(1.00)	P11(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P09(1.00)	P04(1.00) P06(1.00)	P01(1.00) P04(1.00) P06(1.00)	P04(1.00)	P04(1.00) P06(1.00)	P05(1.00) P14(1.00)	P04(1.00)
P12	NIGERIA	P04(1.00) P05(1.00) P09(1.00) P11(1.00)	P09(1.00) P13(1.00)	P11(1.00) P12(1.00) P13(1.00) P14(1.00)	P12(1.00)	P12(1.00)	P04(1.00) P05(1.00) P09(1.00)	P12(1.00)	P12(1.00)	P12(1.00)	P12(1.00)
P13	ANGOLA	P09(1.00) P11(1.00) P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P13(1.00)	P04(1.00) P12(1.00) P13(1.00) P14(1.00)	P13(1.00)
P14	NORUEGA	P04(1.00) P09(1.00) P14(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00)	P14(1.00)	P14(1.00)	P14(1.00)	P14(1.00)	P14(1.00)	P03(1.00) P12(1.00) P15(1.00)	P14(1.00)	P04(1.00) P13(1.00)
P15	R.U.	P04(1.00) P06(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00)	P04(1.00) P06(1.00) P13(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)	P15(1.00)

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Los siguientes países más mencionados son Irán (41), Angola (30), Kuwait (25) y Venezuela (21), es importante resaltar que este último acumula todas sus referencias solo en los primeros tres años analizados, mientras que el resto se diversifican de manera más uniforme a través del tiempo que abarca el análisis (Tabla 19).

Después de Venezuela, EE. UU es el país de América que es empleado más veces como referente, siendo seleccionado en 10 ocasiones, pero de las cuales 8 son consigo mismo. México se coloca en la 12ª posición con solo 5 veces como agente de comparación por su desempeño eficiente.

Cinco de las DMUs que corresponden a naciones miembros de la OPEP de las siete que se incluyen en el presente trabajo, ocupan las primeras posiciones, y destaca que no solo sirvieron de comparación para ellas mismas, sino que también fueron constantemente requeridas por el resto de los países de la muestra total. Mientras que el resto de los países, incluyendo Rusia, que se destacó en los resultados como un país eficiente en prácticamente todos los aspectos, pero que sin embargo sus condiciones no lo ubicaron como uno de los referentes más requeridos.

Tabla 21. Frecuencia DMUs como referentes de *benchmarking* VRS sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2017

DMU	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ARAB. SAUD.	10	6	3	6	6	5	8	7	8	10	69
IRAN	5	8	10	4	5	4	0	5	0	0	41
ANGOLA	1	8	5	2	2	1	1	5	2	3	30
KUWAIT	9	4	1	4	1	2	1	0	1	2	25
VENEZUELA	8	8	5	0	0	0	0	0	0	0	21
NORUEGA	1	0	4	2	1	1	2	0	6	0	17
RUSIA	2	3	1	0	1	2	0	0	4	2	15
R.U.	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	12
EEUU	0	0	0	1	1	2	1	2	1	2	10
NIGERIA	0	0	1	1	1	0	2	1	3	1	10
E ARAB.	0	0	0	1	1	1	4	0	0	0	7
MEXICO	0	0	0	1	1	1	0	2	0	0	5
BRASIL	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	4
CANADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
CHINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

5.6 Análisis de componentes de la ETG del sector *upstream*

La separación de los componentes de la ETG es útil para identificar si es que el empleo de los recursos en su forma física dio como resultado el mejor escenario posible y/o fueron las dimensiones de las DMUs y los rendimientos de los factores de producción, lo que generó los niveles de eficiencia que se presentaron en el actuar de la muestra seleccionada. Aun cuando esto no genera una relación causal entre la ETP, la EEs hacia la ETG sí exhibe aquella que tuvo un mayor impacto.

Previo al análisis dinámico de productividad, el realizar la descomposición de la ET aporta en la identificación de periodos que presenten cambios importantes en las calificaciones resultantes para empatar con la información histórica y de composición de las DMUs dentro de la industria.

La tabla 20 muestra que la mayoría de los países pertenecientes a la OPEP tienen los mejores niveles de eficiencia, incluyendo a Rusia que se ubica en la 2ª mejor posición. Mientras que los países de América abarcan la mayoría de las posiciones inferiores de la tabla, mostrando los peores desempeños en los distintos componentes de eficiencia, solo con China como el tercer país con el peor funcionamiento.

Destaca EE. UU que aun cuando el empleo unitario de sus insumos proporcionaba productos a la par de los países más eficientes, pero que sus rendimientos por unidad de producción estaban muy por debajo del nivel del resto de las DMU (incluso de Canadá que tiene el peor resultado), por lo que su EEs disminuye considerablemente a la ETG que logra la segunda peor calificación con 0.2767.

México aun cuando no es el de los países más eficientes, muestra en sus resultados consistencia entre su ETP y su EEs, pero el hecho de que tanto sus elementos físicos no sean eficiente utilizados y que los rendimientos que obtiene por cada uno sea inferior, el efecto conjunto de estas

calificaciones ubica a PEMEX EP en la 12^a posición global y como el tercer mejor desempeño de América³⁶.

Tabla 22. Eficiencia Técnica y su Componentes (Promedio) 2008-2017

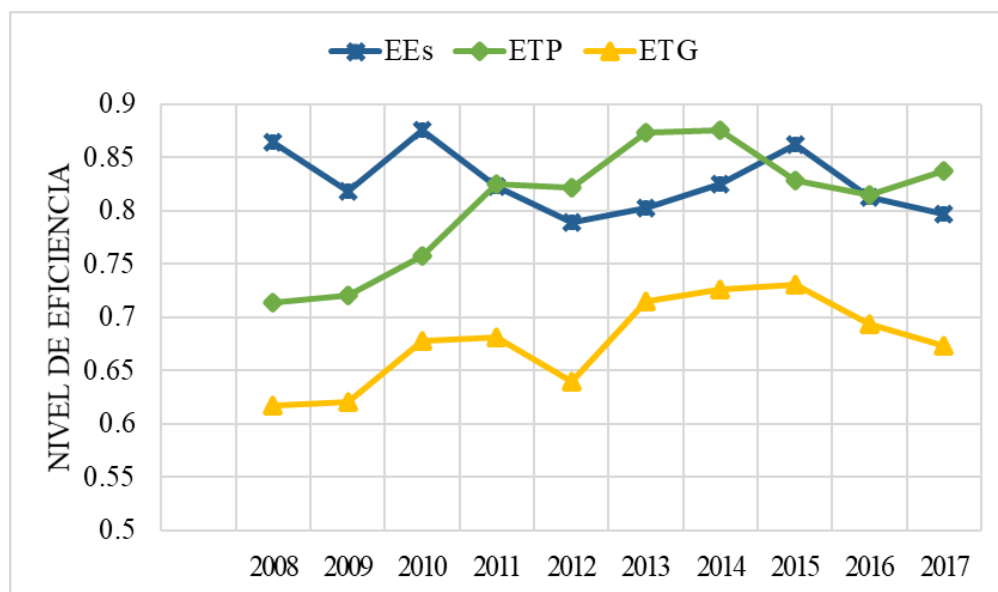
DMU	ETP	EEs	ETG
ARAB. SAUD.	1.0000	1.0000	1.0000
RUSIA	1.0000	0.9936	0.9936
KUWAIT	0.9685	0.9973	0.9667
NIGERIA	0.9697	0.9847	0.9560
ANGOLA	1.0000	0.9351	0.9351
IRAN	0.9791	0.9066	0.8906
NORUEGA	0.9006	0.8823	0.7919
E. ARAB.	0.7931	0.9166	0.7359
BRASIL	0.6191	0.9550	0.5917
R.U.	0.8191	0.6933	0.5492
VENEZUELA	0.5626	0.7563	0.4639
MEXICO	0.7282	0.7103	0.4500
CHINA	0.4457	0.7118	0.2963
EEUU	0.9132	0.2933	0.2767
CANADA	0.4023	0.6070	0.2655

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

El periodo que mantuvo los mejores niveles de eficiencia fue de 2014-2015, mientras que 2009 y 2019 mostraron los promedios de eficiencias más bajos (Gráfica 12). La eficiencia que presenta mayor variación en la EEs con una calificación mínima de 0.29 y solo una DMU como eficiente en escala, mientras que la ETP el nivel más bajo fue de 0.40 y con tres países operando eficientemente de manera técnica pura.

³⁶ En 2018 se inició un proceso de renegociación del TLCAN, mientras tanto se mantuvo como el país más eficiente.

Gráfica 13. Evolución de los Componentes de la Eficiencia Técnica, 2008-2017



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

5.7 Productividad total de los factores y sus componentes a través del índice de Malmquist

El índice de Malmquist explica los cambios producidos en la eficiencia de una unidad de un periodo a otro, como consecuencia del movimiento de la frontera y del propio de las unidades analizadas (Giménez, 2004). También analiza los cambios en las fronteras resultantes en el análisis DEA, a este cambio le denomina cambio tecnológico. Finalmente, esta técnica permite medir el impacto de los cambios en la eficiencia y del cambio tecnológico sobre la productividad de todos los factores de producción.

El índice de Malmquist evalúa el cambio de productividad de una DMU entre dos periodos de tiempo y es un ejemplo de análisis de “estática comparativa”. Es definido como el producto de los términos de “*catch up*” y “*frontier-shift*”. El término de *catch up* (recuperación) se refiere al grado en que una DMU mejora o empeora su eficiencia, mientras que el término *frontier-shift* refleja el cambio en las fronteras eficientes entre dos periodos de tiempo (Cooper, *et al.* 2008).

La Tabla 21 expone ambos efectos para los componentes de la ETG todos los cambios, se puede apreciar que más del 70% de los países percibe un efecto *catch up* mayor a uno tanto para la ETP

y la EEs y en consecuencia sobre la ETG. En contraste con lo que sucede respecto al CT, en donde el efecto de *frontier shift* solo es mayor a uno en el 46% de los países.

5.7.1 Efecto *catch up* del sector *upstream* de la industria petrolera

Los cambios que presentan los principales países productores en su ETP es el efecto *catch up*, aquellos países que muestran valores >1 exhiben mejoras en su eficiencia, esto quiere decir que en el cambio de un periodo a otro lograron maximizar sus *outputs* con una combinación de *inputs* menor o igual a la del año anterior en comparación con la DMUs de su nivel.

Los resultados de la tabla 23 muestran que el 80% de los países mejoraron la ETP de sus operaciones, siendo los países americanos los que obtuvieron los mejores resultados: EE.UU mejoró sus niveles de eficiencia en un promedio de 40.51%, Canadá en un 33.65%, México con 25.65% y Brasil en 23.40%. La única excepción en este continente es Venezuela que deja caer su ETP en un promedio de 3.57% y es el país con el segundo peor resultado de la muestra.

Destaca que el *catch up* con valor máximo obtenido es de EE.UU durante el periodo de 2010, durante el cual la mejora es mayor al 400%, este avance coincide con el mayor valor obtenido por Canadá durante el mismo periodo en el cual alcanza cerca de 180% de mejora en su ETP. Este efecto parece repetirse al siguiente año en México, que igualmente obtiene su máximo puntaje con una evolución del 200%. Y es precisamente a partir de este año que los precios *spot* de crudo *Brent* y *West Texas* alcanzan sus mejores niveles después de 2008 (S&P Global Platts, 2018).

Los países que muestran valores <1 , son aquellos en los que su ETP ha empeorado, esto quiere decir que los *outputs* obtenidos se alejan de los niveles de periodos anteriores aun cuando se utilizaron la misma o menor cantidad de *outputs*. El 20% de los países seleccionados muestra este comportamiento; sin embargo, los valores no se encuentran muy por debajo de la unidad, lo que sugiere que en realidad la operación de estos países ha conservado la misma calificación de ETP y que se ha mantenido estable a lo largo del periodo analizado.

En general no se encuentran valores *catch up* significativamente bajos dentro de los resultados, y destacan aun los valores más bajos presentados, éstos están acompañados de una mejora relevante

en el siguiente periodo, ya sea por inversión o simplemente porque resulta más sencillo reponerse a malos resultados. Tal es el caso de EE.UU que durante 2009 obtiene el menor puntaje de todas las observaciones con un retroceso del 77.41%, pero el siguiente año obtiene el mayor avance de toda la muestra.

Tabla 23 Efecto *catch up* del sector *upstream* de la industria petrolera 2009-2017

EFECTO CATCH UP ETP										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	PROM DMU
EEUU	0.2259	5.0745	1.3541	0.9764	0.9648	0.9851	1.0761	0.9750	1.0143	1.4051
CANADA	0.3901	2.7984	0.9839	1.0165	1.0973	1.0527	0.9572	0.9870	2.7450	1.3365
MEXICO	0.8839	1.2384	3.0206	0.9983	1.0327	1.0386	0.9753	0.6317	1.4894	1.2565
BRASIL	0.8033	1.1447	1.6631	1.0740	2.6080	1.0191	0.8796	1.0626	0.8517	1.2340
CHINA	0.5725	1.7475	0.9795	1.0363	1.0209	1.0070	1.0490	1.0119	2.1324	1.1730
R.U.	0.7835	1.4658	2.2543	0.9914	1.0470	1.0052	0.9691	0.9816	1.0039	1.1669
NIGERIA	1.2978	0.9913	1.0497	0.9940	1.0412	1.0149	0.9561	0.9870	1.0238	1.0395
KUWAIT	1.1169	0.9349	1.0321	1.0071	1.0540	1.0381	0.7227	1.3475	1.0261	1.0310
ARAB. SAUD.	0.9293	1.1045	1.0516	1.0053	1.0340	1.0139	0.9635	0.9897	1.0301	1.0135
ANGOLA	1.0768	0.9553	1.0581	0.9966	1.0454	1.0003	0.9617	0.9788	1.0294	1.0114
RUSIA	1.0220	1.0011	1.0458	1.0097	1.0373	0.9922	0.9813	0.9089	1.0962	1.0105
IRAN	1.0143	0.9525	1.1016	1.0035	1.0500	0.9594	0.9874	0.9587	1.0420	1.0077
NORUEGA	0.6711	1.5483	1.0483	1.0863	0.9899	0.9774	1.0474	0.9170	0.5586	0.9827
VENEZUELA	0.9263	1.1113	0.4142	0.7140	1.5015	1.3482	0.7841	1.2772	0.6020	0.9643
E. ARAB.	0.7010	1.7381	0.9907	1.0237	1.0729	0.9625	0.6409	0.6838	0.6209	0.9372
PROM X PERIODO	0.8276	1.5871	1.2698	0.9955	1.1731	1.0276	0.9301	0.9799	1.1511	1.1047

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Resulta relevante entonces que el efecto *catch up* mantenga promedio por encima de la unidad, pero que éste se encuentre acompañado de mejoras en cada periodo analizado, y que existe mayor dificultad en aumentar el puntaje consistentemente a reponerse después de una caída significativa en los valores.

5.7.2 Efecto *frontier shift* del sector *upstream* de la industria petrolera

La operación de las DMUs se modifica con el tiempo, lo que origina cambios en su eficiencia, esto ocurre cuando existe un cambio en la combinación de *inputs* y los *outputs* obtenidos y considerando también las DMUs que se tomaron como referencia por su comportamiento eficiente. Este desplazamiento se denomina *frontier shift*, cuando este es >1 significa que el desempeño de la DMU en cuestión presenta progreso tecnológico. Cuando el valor es <1 , entonces dicha DMU presenta retroceso tecnológico.

Tabla 24 Efecto *frontier shift* del sector *Upstream* de la industria petrolera 2009-2017

EFECTO FRONTIER SHIFT CT										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	PROM DMU
BRASIL	1.1904	0.9304	0.6516	0.8482	1.1090	0.6044	2.4439	0.9348	1.2836	1.1107
IRAN	1.3166	1.3885	0.3402	0.8053	0.9833	0.9566	1.1244	1.1555	1.4745	1.0606
NORUEGA	1.1639	0.9082	0.8011	0.6465	1.2310	0.7112	1.0736	1.7775	1.2045	1.0575
EEUU	0.7562	0.9854	0.4339	2.2461	0.3758	1.7077	1.1255	1.0315	0.8199	1.0535
VENEZUELA	0.6503	1.8867	0.1883	0.8532	0.9288	0.9494	1.6321	1.4675	0.7035	1.0289
ANGOLA	0.9988	0.6809	0.7688	1.0251	0.9149	0.9500	1.4597	1.1798	1.1359	1.0127
R.U.	1.0867	0.6080	0.7200	0.7720	1.1571	0.7668	1.1742	0.9061	1.8528	1.0049
NIGERIA	0.6809	0.8912	0.9008	1.5228	0.5691	1.2966	0.9835	1.3561	0.7459	0.9941
E. ARAB.	1.1372	0.5426	0.7253	0.7875	1.0142	0.8988	1.1343	1.5017	1.1698	0.9902
MEXICO	0.9161	1.0223	0.9526	0.8573	0.9276	1.0537	1.1589	0.8866	1.1184	0.9882
CHINA	1.0637	0.6915	0.4808	0.8220	1.1064	0.8335	1.5451	1.4453	0.8838	0.9858
ARAB. SAUD.	1.0488	1.0547	0.9431	0.9151	0.8136	1.0771	0.8743	1.0746	0.9570	0.9731
CANADA	0.7664	0.8282	0.8852	1.0341	0.8992	0.9868	1.0129	1.1438	1.0364	0.9548
KUWAIT	0.6834	0.8935	0.9712	1.1107	0.9488	0.7846	1.0019	1.2000	0.8962	0.9434
RUSIA	0.9167	0.8653	0.9733	1.0005	0.8601	0.9620	0.9936	1.0210	0.7299	0.9247
PROM X PERIODO	0.9584	0.9452	0.7157	1.0164	0.9226	0.9693	1.2492	1.2055	1.0675	1.0055

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

En la tabla 24 se expone que los años que representaron el mayor progreso tecnológico fueron durante 2015 y 2016, en estos años sobresale el puntaje obtenido por Brasil que representa un avance del 144%, el cual es el mayor de todos los valores obtenido de los resultados. Solo EE.UU presenta un progreso superior al 100% durante 2012.

El 47% de los países de la muestra obtuvieron progreso tecnológico y con un máximo de 11% obtenido por Brasil (tabla 24), en realidad el resto de los países están relativamente cercanos a la unidad. Aquellos países que presentan retroceso tecnológico también son cercanos a la unidad, estos resultados suponen que el CT se presenta principalmente cuando la combinación de *inputs* no está obteniendo los resultados buscados y se requiere inversión para mejorar tanto la eficiencia como aumentar la obtención de *inputs*, lo cual sucede con menor frecuencia.

5.7.3 Productividad total de los factores del sector *upstream* de la industria petrolera

La PTF se refiere a cambios en la productividad derivadas de los cambios en el ETP y en el CT, de manera más específica se refiere a como la combinación de los *inputs* utilizados y los *outputs* obtenidos en conjunto explican la modificación que sufre la productividad de un periodo a otro.

De la tabla 25 se puede observar que EE.UU es el país que presentó problemas en su EEs durante el análisis de eficiencia, muestra una mejora en todas las variables, siendo la más relevante en su ETP con una mejora de 40.51%, pero también un progreso tecnológico relativamente discreto de 5.35%. Cabe resaltar que EE.UU obtiene los mayores valores de efecto *catch up* tanto en ETP como en EEs, esta última con una mejora del 25%, lo que significa que su operación sí logró mejorar consistentemente ambas variables.

Brasil es el segundo país con la mayor PTF, la mayor mejora la presenta en su ETP, la cual reportó su mayor cambio durante 2013 con un efecto *catch up* de 2.61, mientras que su cambio tecnológico más relevante es durante 2017 con un 28% de mejora en su efecto *frontier shift*. Con este resultado global de CT, Brasil se posiciona como la segunda DMU que más progreso tecnológico alcanzó (tabla 25).

Para México los resultados también son favorables, mostrando uno de los mejores comportamientos en todos los componentes de la PTF, ubicándose en la tercera posición con un aprovechamiento adicional del 21.22% de la productividad de sus factores de producción. Esto mientras muestra mejoras en todos los tipos de eficiencia, pero con un retroceso tecnológico del 2.1%, situación que no compromete considerablemente a la PTF. En este enfoque PEMEX EP obtuvo su mayor progreso tecnológico en 2015 con un efecto *frontier shift* 16% superior a la unidad.

Tabla 25 PTF del sector *Upstream* de la industria petrolera 2009-2017

	PTF									PROM DMU
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
EEUU	0.1709	5.0002	0.5875	2.1930	0.3625	1.6822	1.2113	1.0057	0.8316	1.4494
BRASIL	0.9563	1.0650	1.0837	0.9110	2.8923	0.6160	2.1497	0.9934	1.0933	1.3067
CANADA	0.2990	2.3177	0.8709	1.0512	0.9867	1.0388	0.9695	1.1290	2.8449	1.2786
MEXICO	0.8097	1.2660	2.8775	0.8558	0.9579	1.0944	1.1303	0.5600	1.6658	1.2464
CHINA	0.6090	1.2084	0.4710	0.8518	1.1296	0.8394	1.6208	1.4624	1.8847	1.1197
R.U.	0.8514	0.8912	1.6232	0.7653	1.2116	0.7708	1.1378	0.8895	1.8600	1.1112
VENEZUELA	0.6024	2.0967	0.0780	0.6093	1.3946	1.2800	1.2796	1.8743	0.4235	1.0709
IRAN	1.3355	1.3225	0.3748	0.8081	1.0325	0.9178	1.1102	1.1078	1.5364	1.0606
ANGOLA	1.0755	0.6505	0.8135	1.0215	0.9564	0.9503	1.4038	1.1548	1.1692	1.0217
NIGERIA	0.8838	0.8834	0.9456	1.5137	0.5925	1.3159	0.9403	1.3384	0.7637	1.0197
NORUEGA	0.7810	1.4063	0.8398	0.7022	1.2186	0.6951	1.1244	1.6299	0.6728	1.0078
ARAB. SAUD.	0.9747	1.1649	0.9917	0.9199	0.8412	1.0920	0.8424	1.0635	0.9858	0.9862
KUWAIT	0.7633	0.8353	1.0023	1.1186	1.0000	0.8145	0.7241	1.6169	0.9196	0.9772
RUSIA	0.9368	0.8662	1.0178	1.0103	0.8922	0.9545	0.9750	0.9279	0.8001	0.9312
E. ARAB.	0.7971	0.9430	0.7186	0.8062	1.0881	0.8651	0.7270	1.0269	0.7264	0.8554
PROM X PERIODO	0.7897	1.4612	0.9531	1.0092	1.1038	0.9951	1.1564	1.1854	1.2119	1.0962

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Los países de la OPEP al mostrarse constantemente como referentes en la frontera eficiente del modelo DEA, no arrojan cambios considerables, por lo que sus resultados en los efectos de *catch up* son discretos y en algunos casos con mejoras apenas por encima de la unidad, pero la gran mayoría con un retroceso tecnológico que sí comprometió el efecto sobre la PTF y donde solo Angola se excluye de tener un retroceso sobre la PTF.

La tabla 21 expone que el principal fenómeno que contribuyó de manera efectiva sobre la PTF fueron los cambios en la ETP. Consistente con los resultados obtenidos en el modelo DEA, el sector *upstream* de la industria petrolera mundial mostró una tendencia al alta en su eficiencia y mejor uso de sus recursos para obtener la máxima cantidad de productos, pero que en los últimos años el factor de mano de obra mostró una tendencia al alza en su subutilización, efecto que se refleja en el cambio tecnológico, mientras que los factores de capital sí se emplearon efectivamente a través de los periodos analizados.

Tabla 26. Componentes de la PTF (promedio) del Sector *Upstream* de la Industria Petrolera, 2008-2017

DMU	EFECTO CATCH UP			EFECTO FRONTIER SHIFT	PTF
	ETG	EEs	ETP	CT	
EEUU	1.3462	1.2500	1.4051	1.0535	1.4494
BRASIL	1.2172	1.0003	1.2340	1.1107	1.3067
CANADA	1.3587	1.1398	1.3365	0.9548	1.2786
MEXICO	1.1917	1.1070	1.2565	0.9882	1.2464
CHINA	1.0771	0.9707	1.1730	0.9858	1.1197
R.U.	1.1612	1.0546	1.1669	1.0049	1.1112
VENEZ.	0.8781	0.9708	0.9643	1.0289	1.0709
IRAN	0.9314	0.9380	1.0077	1.0606	1.0606
ANGOLA	1.0031	1.0031	1.0114	1.0127	1.0217
NIGERIA	1.0530	1.0070	1.0395	0.9941	1.0197
NORUEGA	1.0051	1.0657	0.9827	1.0575	1.0078
ARAB. SAUD.	1.0000	1.0000	1.0135	0.9731	0.9862
KUWAIT	1.0185	1.0001	1.0310	0.9434	0.9772
RUSIA	1.0076	1.0076	1.0105	0.9247	0.9312
E. ARAB	0.9348	1.0220	0.9372	0.9902	0.8554

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

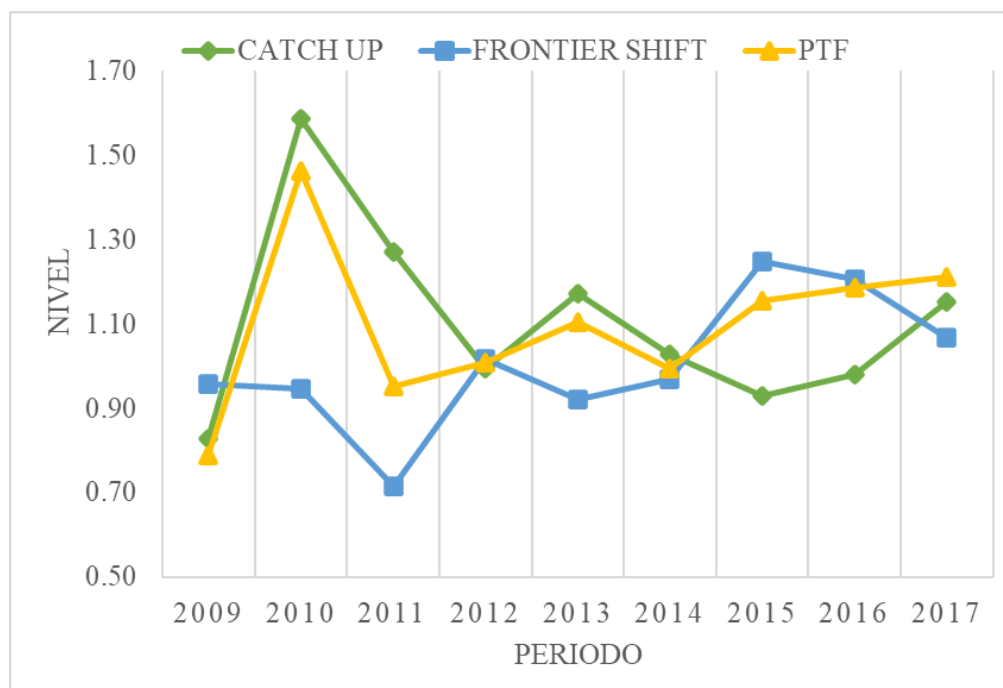
En la tabla 25 se reafirma a través del tiempo una mejora en el efecto *catch up* de las DMUs, lo que proporcionó un promedio de la industria con aumento en la eficiencia, con casi el 80% de los intervalos mostrando dichas mejoras en los distintos tipos de eficiencia. En este aspecto, se identifica que el intervalo de cambio de 2012 a 2013 como el que presentó el mayor avance en ETG.

En cambio, sólo el 44% de los intervalos de tiempo presenta un *frontier shift* mayor a la unidad, pero que a partir de 2015 obtuvo sus mayores avances después de periodos de constante retroceso tecnológico, siendo el intervalo de 2014-2015 con un progreso tecnológico de 25% el de mayor resultado.

El 67% de los periodos analizados presentaron mejoras en la PTF, siendo el de mayor alcance durante el intervalo de 2014-2015 con un avance del 31%, periodo que se caracteriza por tener el mayor progreso tecnológico y un déficit en los cambios de la ETP, un avance discreto en la EEs y la ETG.

Destaca que durante este periodo Brasil y Reino Unido obtienen la mayor calificación en el siguiente año con mayor ascenso en la PTF es durante 2017 con 21% de aumento, este año en contraste se caracteriza por tener un resultado positivo en todos los componentes, pero que luego después del segundo año con peores resultados en el efecto *catch up* y mantiene de manera discreta un avance tecnológico de apenas del 6.75%.

Gráfica 14. Desarrollo de los componentes de la PTF, 2008-2017



Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

Las retracciones de la PTF más profusas las presenta Venezuela en los intervalos que terminaban en 2009, 2011 y 2012 con retrocesos del 35%, 36% y 46% respectivamente, esto en los periodos en que su ETP y EEs descendieron y cuando tuvo los niveles más bajos de CT, en el cual destaca el periodo que concluye en 2012 que representa una caída en la ETP del 29%, 22% de déficit en la EEs y 38% en la ETG. La peor caída en sus niveles de ETG la expone durante 2011 con un déficit del 66%, que es el retroceso en ET más amplio de todos los resultados.

Tabla 27. Evolución Temporal de los Componentes de la PTF, 2008-2017

PERIODO	EFECTO CATCH UP			EFECTO FRONTIER SHIFT	PTF
	CAMBIOS EN LA ETG	CAMBIOS EN EEs	CAMBIOS EN ETP	CT	
2009	1.06850	1.04685	0.82764	0.95841	0.78975
2010	1.14663	1.10789	1.58710	0.94516	1.46117
2011	1.13241	0.99743	1.26984	0.71575	0.95305
2012	0.94561	0.95323	0.99553	1.01643	1.00919
2013	1.27002	1.13581	1.17313	0.92259	1.10378
2014	1.05070	1.02980	1.02763	0.96929	0.99512
2015	1.05594	1.09964	0.93009	1.24919	1.15642
2016	0.93713	0.93563	0.97988	1.20545	1.18536
2017	1.10334	1.01566	1.15106	1.06748	1.21186

Fuente: Elaboración propia a partir de la metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).

La gráfica 14 revela que el sector *upstream* de la industria petrolera experimentó los efectos *catch up* y *frontier shift* a partir de 2008 hasta 2011, durante estos años se muestran mejoras en la ETP y retroceso tecnológico. El punto de encuentro de estas dos variables se presenta en el 2012, lo cual sugiere que los países mejoraron su eficiencia aun empleando combinaciones tecnológicas obsoletas, pero invirtiendo fuertemente durante 2012 antes de que los niveles de ETP siguieran descendiendo.

Se pueden observar menores cambios después de 2012 y hasta 2017, pero con el mismo comportamiento que en el ciclo anterior, recuperando los niveles de eficiencia con progresión tecnológica e invirtiendo en tecnología cuando existía mejoras en la eficiencia. En ambos ciclos, se logra mantener la tendencia al alza de la PTF después de 2010.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este apartado se enumeran las conclusiones que derivan del análisis de eficiencia técnica y PTF, mediante las herramientas metodológicas del DEA y el Índice de Malmquist, del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo dentro del periodo de 2008-2017. Se agregan además las recomendaciones adyacentes que pueden aportar una solución técnicamente factible y económicamente viable para resolver la problemática de la industria a través de las particularidades de las DMUs analizadas. Finalmente se incluyen las limitaciones y futuras líneas de investigación.

Conclusiones

El desarrollo económico de los países está ligado a su consumo energético y el abastecimiento actual depende casi del 80% de la industria petrolera (Khalid Ahmed, 2016). Las proyecciones futuras muestran que el consumo energético de los países aumentará cerca de un 64% para el año 2040 (EIA, 2017). Adicionalmente, se estima que la industria de productos refinados y petroquímicos siga creciendo en promedio 7% anualmente, en gran parte debido a la diversificación de sus productos y al aumento de su demanda (BM, 2020).

Se reconoce que existe un aumento en la aplicación de fuentes de energía alternativas, con el objetivo de favorecer el desarrollo sustentable³⁷. Sin embargo, aún no se presenta una medida viable para el consumo industrial y doméstico a gran escala, y su aplicación un poco más sólida se ha limitado a las economías desarrolladas. En los países en desarrollo la adopción de las energías alternativas ha sido más compleja y logra implementarse con dificultad (Sathaye, 2009; Kaygusuz, 2012).

Las compañías internacionales petroleras (IOCs) y compañías petroleras nacionales (NOCs), que normalmente presentaban operaciones muy heterogéneas, con el tiempo han homologado poco a poco sus actividades. Esto ha sido posible debido a que se ha permitido la participación de inversión privada en prácticamente todas las empresas que estaban dirigidas por el Estado, esto se refleja en el gran número de NOCs que a partir de 2010 realizaron reformas no sólo a su producción petrolera, sino también a sus políticas de generación y distribución de energía (Ohene-Asare et al., 2017). Los resultados obtenidos en esta investigación sugieren que las NOCs incluidas en la muestra han mejorado sus niveles de ETP y aumentado su PTF alcanzando el desempeño de las IOCs.

El principal objetivo de la OPEP es consolidar las actividades petroleras de sus países miembros y fortalecer su infraestructura para responder ante la competencia del mercado y generar condiciones para una participación equitativa (OPEP, 2020). Desde su creación tanto la producción como las reservas petroleras de los países miembros han aumentado hasta el punto en que se han

³⁷ Desarrollo que satisface las necesidades actuales sin comprometer las oportunidades y capacidades que tendrán las futuras generaciones para lograr cubrir sus necesidades (Estrella 2017).

convertido en los dueños de grandes proporciones del mercado (BM, 2009). Esto permite que los países miembros de la OPEP ejerzan presión sobre la producción mundial y en consecuencia sobre los precios internacionales, lo cual impacta directamente en el resto de países.

La producción y los ingresos están directamente relacionados con los precios del petróleo. En los periodos en los que la OPEP no logra negociar los límites de producción con los países que no son miembros los precios han bajado de manera significativa, especialmente durante el 2008 las mezclas *Brent* y *West Texas* cayeron de \$94.34 y \$100.06 USD a \$61.39 y \$61.92 USD en el año 2009. También durante 2014 se presentaron condiciones similares y los precios de las mezclas *Brent* y *West Texas* bajaron de \$97.07 y \$93.28 USD hasta \$51.2 y \$48.71 dólares, pero en esta ocasión sin recuperación en los precios (S&P Global Platts, 2018).

Los resultados muestran que la diferencia entre los ingresos que pueden lograrse con la producción y el precio generó que el comportamiento de las NOCs y de las IOCs se encaminara a mejorar la eficiencia de sus operaciones. Esto tuvo como efecto una caída global, tanto de la producción como de la reservas petroleras mundiales, pero como esta investigación muestra, mejoraron los niveles de eficiencia y los cambios en los factores de producción propiciaron un aumento consistente en la productividad de prácticamente todos los países analizados, destacando la recuperación de los países no miembros de la OPEP y en particular EE.UU, Brasil, Canadá y México. En general, se muestra que las condiciones en las que participan las empresas en la industria permiten la presencia de características tecnológicas similares y enfocan sus esfuerzos y recursos limitados en mejorar su eficiencia técnica.

A excepción de Venezuela, los países miembros de la OPEP obtuvieron mejores resultados que los países que no son miembros, y el efecto *catch up* y *frontier shift* son cercanos a la unidad y por tanto su PTF al no experimentar cambios significativos muestra poco crecimiento, solo para Arabia Saudita, Kuwait y Emiratos Árabes Unidos se observa una reducción mínima. La producción de estos países en conjunto es la más elevada del sector *upstream*, y además, la mayoría de estos países son geográficamente cercanos, lo que facilita emplear infraestructura ya instalada para comerciar y se invierte relativamente poco en nuevos pozos de exploración y producción, que ofrecen a su vez buen rendimiento por unidad. El caso específico de Angola que se encuentra hasta

la costa oeste de África consiste en que aprovecha su zona estratégica en el Atlántico para la comercialización y el abasto de los países africanos colindantes (Kaygusuz, 2012).

Los países con compañías petroleras nacionales que menor apertura han mostrado a la participación privada son en particular China, Irán y Venezuela, exhibiendo que sus principales problemas tanto de eficiencia técnica pura y de eficiencia de escala son producto de no alcanzar su producción óptima de crudo y de reservas petroleras probadas, al subutilizar la mano de obra que tienen disponible, o en su caso, al exceso de ésta. Abdullah (2006), describe cómo al enfocarse una compañía petrolera de nacional en su carga social tiende a mantener la mano de obra por encima de los rendimientos y limita su posibilidad de invertir en activos de capital.

Las economías de Arabia Saudita y Rusia mostraron siempre los mayores niveles de eficiencia de producción con una combinación moderada de *inputs*, por lo que se ubican como los países con mejor desempeño. Durante el análisis de *benchmarking* corrobora que estos dos países se seleccionaron consistentemente como referentes de la frontera eficiente, ya que no presentaron problemáticas de ETP al ser comparadas con las DMU's de su tamaño y funcionaron en un óptimo de escala. En cambio, en el análisis de PTF estas mismas economías se ubican en los niveles inferiores, presentando retroceso tecnológico y un efecto *catch up* estático. Estos resultados más que exponer un problema sugieren que al ser referentes de la frontera eficiente, estos países presentaban valores de eficiencia técnica pura con pocos cambios a través de los periodos, lo anterior se puede corroborar ya que el valor de la PTF obtenido es cercano a la unidad.

El análisis mostró que EE.UU se colocó como el país con mayor aumento en su PTF, dicho resultado lo obtiene por una dinámica durante la sucesión de los periodos analizados en los que bajaban sus niveles de eficiencia y rápidamente conseguía recuperarse y mantener las tendencias en crecimiento, siendo el periodo de 2008-2009 el más complicado. La ETG de EE.UU muestra que este país no maximizaba su producción con los insumos utilizados en comparación con todas las DMUs analizadas, esto principalmente afectado por no operar en un óptimo de escala y obtener bajos rendimientos de sus *inputs*. Sin embargo, al ser comparado con las DMUs de su tamaño, se ubicó como el más eficiente de los países americanos, sobre todo por ser el que más producción generaba a costa del uso de más *inputs* de capital. Por su parte, el cambio tecnológico de EE.UU muestra que prácticamente se mantuvo a la misma distancia de la frontera eficiente durante todo

el ejercicio y está cerca de la unidad, con el efecto *catch up* que es 20% más alto que Brasil y el más alto de todas las DMUs.

La economía de Brasil muestra el segundo valor más elevado de la PTF, y es el único de los países que, tanto su efecto de *frontier shift* como de *catch up*, muestra una evolución significativa. Los cambios en su ETP muestran una mejora del 23.4%, esto por un considerable cambio en dicha variable a partir de 2013, año en que se consolidó la extracción de un yacimiento encontrado en las costas debajo de una capa de sal (*Offshore Technology*, 2018), suceso que pudo aumentar considerablemente la producción. Adicionalmente, Brasil se mantuvo operando cerca del óptimo de escala durante todo el periodo especificado en esta investigación.

Por su parte, México mantuvo niveles bajos de ETG, los cuales muestran cierta corrección a partir de 2015, año en que se modificó la estructura de sus empresas subsidiarias y de la entrada de la reforma energética en las operaciones de la explotación petrolera. El sector *upstream* presentó a partir de 2015 una mejora significativa en su EEs, con un cambio principalmente en el número de empleados y no en los pozos de exploración y pozos de producción que hasta el 2017 aumentaron de manera constante y sólo logrando un aumento considerable de barriles de crudo y no por la recuperación de las reservas petroleras probadas.

En comparación con las DMU's de su mismo nivel, México se ubicó como el segundo mejor país de América. Este efecto se le atribuye más al cambio estructural de PEMEX, al separar las operaciones del sector *upstream* con la subsidiaria PEMEX Exploración y Producción, que provocó un impacto directo en la mano de obra empleada. En lo que respecta a la reforma energética, se observa un impacto débil durante 2017 ya que apenas 31 Mbd. eran producidos por las empresas privadas que habían obtenido por licitación un contrato de explotación, mientras que PEMEX produjo 1 715 Mbd. (CNIH, 2020).

El sector *upstream* muestra comportamientos anticíclicos entre sus efectos *catch up* y *frontier shift*, cuando se mejoraron los niveles de ETP existen retrocesos tecnológicos, este primer ciclo sucede de 2008-2012, tiempo que coincide con la recuperación de los precios de crudo. Lo anterior quiere decir que hasta que aumentaron los ingresos se renovó la inversión para cambiar la tecnología empleada en el sector *upstream*. Del 2012 al 2014, después de que suben los niveles de eficiencia

se repite el ciclo con un menor retroceso tecnológico. En 2015, al resentir de nuevo la reducción de los ingresos, debido a precios bajos, se distancian las mejoras de eficiencia y se presenta de nuevo retroceso tecnológico. En 2016 se puede observar cómo al invertir ahora en un mayor avance tecnológico se empiezan a reducir los niveles de ETP. Esto sugiere que existe una relación directa entre los niveles de ETP y los precios del crudo en el sector *upstream* de los principales países productores de petróleo, además existe un periodo de adaptación durante el empleo de nueva tecnología.

La ETG de los principales países productores de petróleo se vio afectada de manera positiva, tanto por la ETP como por la EEs, sin embargo, los cambios en esta última fueron de mayor magnitud y por tanto impactaron más en la ETG. Cuando la mayoría de las DMUs analizadas eran comparadas con las de su mismo nivel se presentaban calificaciones cercanas a la unidad, con excepción de China, Canadá y Venezuela que presentaban pocos años con una evaluación superior a la media. La EEs muestra una mayor segregación entre los países que sí operaban cerca del óptimo de escala y aquellos que no lo hacían obtenían una menor relación de rendimientos de *outputs* respecto a los *inputs* utilizados. El país más afectado por esta condición es EE.UU, el anexo 10 muestra el claro ejemplo de excedente de *inputs* de capital que emplea para obtener niveles de producción similares a los Arabia Saudita, país que los alcanza con una menor cantidad de PE y PP.

Después de 2012, los niveles de EEs y ETP se mantuvieron más estables hasta 2017. Para el último año la ETP muestra una recuperación después de 2016 y la EEs mantiene tendencia a la baja desde 2015, esto afecta en la ETG que mantiene la misma tendencia que la EEs. Se infiere entonces que la industria experimenta problemas de escala, donde la planeación de combinación de *inputs* no ofrece los mismos rendimientos que en el pasado y esto impacta en una producción más baja, aunado a el descubrimiento y explotación parcial de yacimientos de los cuales no se aprovecha su máximo potencial al no poseer la tecnología necesaria.

La dinámica de la PTF se vio claramente impactada por los cambios en la eficiencia, mientras que el CT fue más estable. Es precisamente en este ámbito que los países de Norteamérica destacan, ya que sus mejoras en la eficiencia son las más representativas de los resultados obtenidos, México con un promedio del 24.64%, Canadá con 27.86%, Brasil con 30.67% y EE.UU con 44.94%. El

efecto *catch up* de estos países se destaca, ya que los valores en la ETP fluctuaban entre los periodos en que se reducían los precios del crudo reduciendo los ingresos y los momentos de recuperación de éstos en los que se aumentaba la producción.

El impacto del CT como se mencionó es menor, además no existe ningún ejemplo de algún país que se haya visto afectado profundamente en su PTF por esta variable, lo cual revela la constancia de los países que se mantuvieron eficientes a lo largo del periodo analizado y por esto su PTF y CT exhiben valores cercanos a la unidad.

Por lo anterior se puede concluir que tanto el cambio tecnológico como los cambios en la eficiencia técnica pura explican de manera positiva a la productividad total de los factores, pero el efecto *catch up* presentó un mayor efecto sobre los valores de la ETP. En este orden de ideas, se puede inferir que si los precios del crudo tienen incidencia en la ETP, también generan un efecto directo sobre la PTF del sector *upstream* de los principales países productores de petróleo.

Los acuerdos que se generen entre los países miembros de la OPEP y los países que no son miembros, son cruciales para determinar los objetivos de producción, la planeación de la infraestructura, el abasto del mercado y la determinación de los precios internacionales del crudo. La medición de la eficiencia técnica y la PTF del sector *upstream* de la industria petrolera permite evaluar la oportunidad de minimizar el uso de los recursos disponibles y maximizar los beneficios posibles.

En el escenario de transición a un desarrollo sustentable y consumo energético eficiente, en el que se supusiera un remplazo gradual del crudo, que es el principal insumo energético, la adecuación del proceso productivo necesitaría el seguimiento en su eficiencia y la PTF para que estos cambios fueran acordes a los objetivos y distribución del mercado. El sector *upstream* es además el primer eslabón en la cadena de productiva de la industria petrolera, que aparte de combustibles incluye otros derivados que se destinan a industrias tan importantes como la petroquímica y la farmacéutica (Sueyoshi *et al.* 2018). La versatilidad de la industria petrolera y su valor crítico para el abasto energético y en los ingresos de los países, le garantizan prevalecer, siempre y cuando su operación se realice de manera eficiente.

Finalmente, se puede concluir que el sector *upstream* de la industria petrolera de los principales países productores de petróleo, es eficiente técnicamente y ha mejorado de manera consistente sus niveles de ETP, por lo que presenta crecimiento en su PTF. Dicha industria puede mantener esos niveles de crecimiento si conserva los esfuerzos enfocados en no variar dichos niveles de ETP y resuelve los problemas de EEs específicos que se presentan.

Recomendaciones

La industria petrolera enfrenta una serie de retos, que ponen en riesgo sus operaciones tales como la sustitución gradual por energía renovables, los riesgos de la aplicación de nuevas tecnologías de extracción, sustitución de productos derivados del petróleo por otros productos menos dañinos con el medio ambiente y políticas ambientales más estrictas (Alpizar-Castro, 2016). A pesar de esto, el petróleo se mantiene como la principal fuente de abasto energético, muchos de sus productos no tienen un sustituto viable y el crecimiento de las economías genera mayor demanda energética (Gómez *et al.*, 2018).

La producción petrolera se ha reducido como consecuencia de la mejora en la eficiencia de abasto de energía (Díaz, 2018), pero ese cambio parece responder más a la caída de los precios del crudo que a fenómenos atribuibles a una supuesta reducción de la demanda. Son los productores con operaciones más costosas o con más deuda aquellos que durante la caída de los ingresos ven más afectada su operación y se ven en la necesidad de reducir su producción y limitar sus proyectos de inversión, además de que absorben por completo el riesgo de su operación (Hartley & Medlock III, 2011). Adicionalmente, hay que considerar que las reservas petroleras probadas actuales representan un abasto suficiente para otros 80 años (BM, 2018).

En este contexto se sugiere mantener la industria activa e invertir en el mantenimiento y monitorización de la eficiencia técnica y los cambios en la PTF, con la finalidad de ubicar en tiempo los elementos necesarios para cumplir los objetivos y adaptarse de manera proactiva a los cambios en el mercado.

El sector *upstream* absorbe gran parte de las inversiones y es la primera fase en el proceso productivo de toda la industria, por lo que un costo alto o una baja productividad significaría un

costo mayor para el resto de las fases. Para la industria petrolera esto es crucial, ya que países como México, al tomar como referencia un precio *stock* corren el riesgo de llevar a cabo una operación que presente costos que superen los ingresos, y por tanto que lo restrinjan del mercado.

La volatilidad en los precios hace del sector *upstream* de la industria petrolera un negocio de alto riesgo, si a esto se le suma que las empresas que participan usan capital propio y/o se encuentran en deuda, el riesgo es aún mayor. En esta parte la consolidación del riesgo es una medida útil, de esta manera no se compromete la producción total de la empresa petrolera. Es por esto, que con las medidas adecuadas de vigilancia se recomienda ya sea a las NOCs o IOCs buscar herramientas de financiación que diversifiquen el riesgo y protejan la operación. Las reformas de privatización como las de México en el sector eléctrico muestra cómo se mejoró la eficiencia de abasto y se consolidaron proyectos que no hubieran sido posibles sin la intervención privada (Navarro, 2005). La actual política de endeudamiento pone a empresas como PEMEX en condiciones en las que sus garantías son catalogadas como las de más bajo nivel debido a la posibilidad de que se presente la imposibilidad de pago de crédito que solicitó durante 2019 (Reuters, 2020).

Durante el ciclo que presenta el sector *upstream* en sus cambios de ETP y CT, se puede apreciar de nuevo que se empiezan a alejar por lo que sólo las DMUs que estén listas para adecuar sus procesos para mejorar la eficiencia e invertir en la mejor tecnología disponible, permitirán seguir aprovechando el aumento en la demanda energética, incluso pueden aumentar su producción si algún competidor tiene que excluirse.

Analizar la eficiencia técnica y la PTF en unidades físicas de los recursos empleados por el sector *upstream* permitió que en esta investigación fuese posible identificar las similitudes entre NOCs e IOCs, pero también mostró que la práctica de propiedad por parte de un Estado es obsoleta, todas las NOCs permiten el acceso de la iniciativa privada para las labores de exploración y producción. Este es un aspecto tecnológico de la industria que como muestra por este trabajo es crucial para mejorar y mantener niveles óptimos de eficiencia que brindan estabilidad para poder adquirir y mantener los *inputs* que proporcionan los mejores rendimientos y aumentan la PTF.

La OPEP ha logrado cumplir sus objetivos para igualar las condiciones de mercado de la industria petrolera, incluso le ha permitido estar en control de variables importantes como el precio. Nuevos

objetivos con una visión a un futuro sustentable deben hacerse, en los que la industria coordine sus objetivos con las nuevas tendencias, y colabore con su implementación, con la finalidad de seguir activos en los ingresos que provengan del abasto energético.

La tecnología también debería implementarse para hacer que los combustibles fósiles sean menos contaminantes, si esto no es posible, se deben utilizar sólo aquellos derivados que generen menor cantidad de residuos y permitan para el uso doméstico una mayor aplicación de fuentes alternativas. El sector *upstream* tiene entonces la responsabilidad de evaluar los yacimientos de manera eficiente, para que en su proceso de desarrollo y producción se obtenga el crudo de la manera menor contaminante posible, además de buscar la calidad de crudo más óptima para este fin como lo es el superligero³⁸. Esto requiere de priorizar la inversión en aguas someras y profundas sobre los yacimientos terrestres y evitar prácticas como el *fracking*.

Los países miembros de la OPEP que se encuentran cercanos geográficamente, aprovechan esta condición para generar acuerdos de producción y abasto que favorecen a sus costos de producción, a su soberanía energética y a su cuota de mercado (OPEP, 2019). Canadá, EE.UU y México comparten infraestructura y acuerdos comerciales que facilitan sus operaciones internacionales. Sin embargo, la operación se ha visto afectada porque México no ha ejecutado una protección decisiva y recíproca de la inversión y del recurso de arbitraje internacional de diferenciar entre Estado e inversionista (ISDS), si sucediera lo contrario se podría proporcionar un mayor grado de certidumbre de inversión a los proyectos petroleros que a menudo involucran plazos de inversión de hasta 40 años (AMEXHI, 2017).

Los proyectos petroleros deben planearse a largo plazo, por lo que la continuidad de éstos debe darse cuando hay alguna transición política dirigida principalmente por expertos en la materia y no por los gobiernos que dirigen por periodos más cortos. Como se mencionó con anterioridad, la forma pura de NOC es obsoleta y las operaciones que permiten participación privada involucran la protección de las inversiones, la transparencia de las operaciones y el reparto de las utilidades, tal y como lo hace una IOC. El gobierno debe de cambiar su figura como dueño y director que rige

³⁸ La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo) que diferencia las calidades del crudo, el petrolero superligero es el menos denso y de más rápido tratamiento (Viñas, 2005).

sobre la empresa a un papel de socio mayoritario, un observador que mantenga las condiciones para hacer de la empresa atractiva para la inversión y asegurarse de lograr los objetivos establecidos para entregar las utilidades. Son los inversionistas y los expertos los que deben proporcionar esa certidumbre sobre las condiciones del negocio, por lo que las decisiones del actuar de la empresa no podrían ser unilaterales, aun cuando el Estado propietario ejerza mayor fuerza.

Esta medida brindaría capital para seguir invirtiendo, la posibilidad de consolidar proyectos y acelerar la producción de aquellos que ya estén activos y esperar utilidades que bien seguirían siendo ingreso para el gobierno. Esto contrasta mucho con el panorama en el que se debe cubrir deuda, donde la producción está limitada a usar los activos ya existentes, no pueden emprender proyectos nuevos y los ingresos obtenidos estén destinados a pagar las responsabilidades adquiridas junto con el interés correspondiente.

Si México puede lograr que se consoliden los proyectos vigentes se permitiría generar, como en el caso en Brasil, el aumento considerable en la producción, la mejora en la eficiencia, la posibilidad de emplear la mejor tecnología disponible y el aumento constantemente de la productividad de los factores de producción. Respecto de los nuevos ingresos, se piensa que se pueden atraer nuevos inversionistas que permitan de manera independiente el emprendimiento de proyectos que de otro modo serían imposibles y el aumento de la participación del Estado en la industria petrolera, empezando por el sector *upstream*.

Limitaciones y futuras líneas de investigación

Existen más herramientas metodológicas y teóricas que pueden explicar la eficiencia, el CT y la PTF, incluso estos conceptos se pueden explicar con otras variables y en otro orden de ideas, de manera cuantitativa y cualitativa. La presente investigación se enfocó a la aplicación de modelos no paramétricos: el DEA y el Índice de Malmquist, para poder expresar los niveles alcanzados por cada una de las variables y brindar en unidades físicas los *inputs* y *outputs* responsables de desempeño mostrado.

La investigación analizó el sector *upstream* de la industria petrolera considerando a los países que mayor producción lograron en el periodo 2008-2017, al ser una muestra suficientemente representativa del comportamiento de la industria en general. Este trabajo puede ser considerado como una primera etapa de eficiencia y PTF siguiendo esta línea de investigación.

Adicionalmente, se sugiere estudiar en el futuro el sector *downstream* y *midstream* de la industria petrolera, de manera particular y también todas en conjunto con el sector *upstream*, con herramientas como DEA *Network*. También se propone analizar su participación en el abasto energético con fuentes de energía alternativas y la evolución de la eficiencia y productividad a través del tiempo para identificar algún patrón de sustitución, la más eficiente y que presente un mayor aumento en su productividad.

Los efectos negativos de la industria es un factor que también debe ser considerado, el DEA ofrece alternativas para incluir *bad outputs*³⁹, y comparar los resultados cuando éstos son administrados y cuando se dejan a su disposición natural. Sueyoshi (2018), ha utilizado este tipo de herramientas para relacionar el tema de productividad con el de sustentabilidad. Se podría sumar a esto una perspectiva de sustitución gradual por energía alternativas con el objetivo determinar el ritmo al que sucede y su viabilidad.

Los métodos paramétricos ofrecen una alternativa para fortalecer la investigación, incorporar modelos econométricos, DEA *stochastic*, lograría que los resultados tengan mejores cualidades estadísticas; aplicar pruebas de robustez, ofrece la posibilidad de hacer predicción con bajo margen de error y análisis de causalidad. En conjunto, las herramientas metodológicas se complementan, y ofrecen nuevas perspectivas para analizar una problemática desde varios ángulos y/o descubrir nuevas problemáticas para estudiar. Así como se fortalece la investigación al usar conocimientos y técnicas conjuntas, también el colaborar con otros investigadores y expertos, de diferentes instituciones y países, permite ampliar la visión sobre las problemáticas a estudiar, las diferencias con las que afecta a diversas comunidades y las posibles soluciones que tengan un mayor impacto social.

³⁹ *Bad output* o *undesirable output*, es considerado todo aquel producto no deseado obtenido en el proceso productivo, que además aleja a la DMU de la frontera eficiente (Cherchye, 2015).

BIBLIOGRAFÍA

- Abbott, M. (2006). The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry. *Energy Economics*, 28(4), 444-454. DOI 10.1016/j.eneco.2005.10.007.
- Al Chalabi, F. (1980), OPEC and the International Oil Industry: a changing structure. *Oxford University Press*, 1980.
- Alé Yarad, J. (1990), Un nuevo esquema de regulación de monopolios naturales, *Estudios Públicos*, No. 37, Chile.
- Ahmed, K. (2017). Revisiting the role of financial development for energy-growth-trade nexus in BRICS economies. *Energy*, Vol. 128, pp. 487–495.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.055>
- Alpizar-Castro, I., & Rodríguez-Monroy, C. (2016). Review of Mexico's energy reform in 2013: Background, analysis of the reform and reactions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 725–736. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.291>
- Antle, M.J. y Capalbo, S. (1988). An introduction to recent development in production theory and productivity measurement. *Agricultural productivity: Measurement and explanation, Resources for the future Inc.*, Washington DC.
- Afriat, S., (1972). Efficiency Estimation of Production Functions. *International Economics Review* 13(8), 568-598 en: <http://dx.doi.org/10.2307/2525845>.
- Ahumada, Í. (1987). *La productividad laboral en la industria manufacturera. Nivel y evolución durante el período 1970-1981*. Secretaría de Trabajo y Previsión Social, México.
- Aigner, D.J. y Chu, S.F., (1968). On Estimating the Industry Production Function. *American Economic Review*, 58, 826-839.
- Arieu, A. (2006). *Eficiencia técnica compara en elevadores de granos de Argentina, bajo una aplicación de análisis de envolvente de datos. La situación del puerto de Bahía Blanca*. Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca. Universidad Tecnológica Nacional. Argentina.

- Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, 2017. <http://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2017/11/API-AMEXHI-CAPP-2nd-Position-Paper-on-NAFTA-20171115.pdf>. Revisado: 2020-05-13
- Ayvar, C. F. (2006). *Competitividad de la industria manufacturera en México y Estados Unidos y su impacto en las relaciones comerciales 1990–2004*. Tesis de Maestría en el programa de Maestría en Ciencias en Comercio Exterior, Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales, UMSNH. México.
- Baltazar, I. y Escalante, J. (1996). Productividad Total de los Factores en la Industria Manufacturera de Michoacán 1970-1993. *Economía y Sociedad*. Facultad de economía. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, México.
- Banker, R., Charnes, A. y Cooper, W., (1984). Some models for estimating technical and scale efficiencies in data envelopment analysis, *Management Science*, 3(9).
- Banker, R. y Morey, R. (1986a). Efficiency analysis for exogenously fixed inputs and outputs. *Operations research* 34(4), 513-521.
- Banker, R. y Morey, R. (1986b). The use of categorical variables in DEA. *Management science* 32(12), 1613-1627.
- Baran, P. (1959): *La economía política del crecimiento*, Fondo de Cultura Económica, 4ª edición. México, D.F.
- Barlett Díaz, M., Rodríguez Padilla, V. (2008). El Petróleo y PEMEX, Despojo a la Nación (2ª ed.). México, D.F.: Editora y encuadernadora Cosmos S.A.
- Barrios, G. (2007). La medición de la eficiencia técnica mediante el Análisis Envolvente de Datos. *Contribuciones a la Economía*. EUMED, Universidad Central Marta Abreu de las Villas
- Barrow, M. y Wagstaff, A. (1989). Efficiency measurement in the Public Sector: an appraisal. *Fiscal Studies*, 10, 73-97.
- Berger, A. y Humphrey, D. (1997). Efficiency of Financial Institutions: International Survey and Directions for Future Research. *European Journal of Operational Research*, 98, 175-212.

- Berger, A. y Mester, L. (1997). Inside the Black Box: What Explains Differences in the Efficiencies of Financial Institutions. *Journal of Banking and Finance*, 21, 895-947.
- Bemowski, K. (1991), The Benchmarking Badwagon, *Quality Progress*, no. 1 Vol. 30, USA.
- Bernal, C., (2000). *Metodología de la investigación para la administración y economía*, (1ª edición), Colombia: Pearson Education.
- Bosch, E., (1999). *Eficiencia técnica y Asignativa en la distribución de energía eléctrica. El caso de EPE SF*, Argentina, en:

http://www.aaep.org.ar/espa/anales/resumen_99/bosch_gimbatti_giovagnoli.htm.
- Casas, J., Gea, F. (2008) *Educación Medioambiental*, (5ª ed.), España: Editorial Club Universitario.
- Castro, F., Marstersb, P., Ponce de León, D. y Kammenb, D., (2017), Sustainability lessons from shale development in the United States for Mexico and other emerging unconventional oil and gas developers, *Elsevier*, 82, 1332-1320.
- Cherchye, L., Rock, B. De, & Walheer, B. (2015). Multi-output efficiency with good and bad outputs. *European Journal of Operational Research*, 240(3), 872–881.
<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2014.07.028>
- Coelli, T., Prasada Rao, D. y Battese, G. (1998). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Kluwer Academic Publishers, Boston, USA.
- Colmenares, F., (2008). Petróleo y crecimiento económico en México 1938–2006. *Econ Unam*, 5(15), 53–4.
- CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH): <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>:
Accessed: 2020-01-13
- Comin D., (2010). *Total Factor Productivity*. In Durlauf S.N., Blume L.E. (eds) *Economic Growth*. The New Palgrave Economics Collection. Palgrave Macmillan, London.
- Cooper, W. Seiford, L. y Kaoru, T. (2004). Data envelopment analysis. A comprehensive text with models, applications, references and DEA-solver software. *Handbook on Data Envelopment Analysis*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1-39.

- Cooper, W. Seiford, L. y Zhu, J. (2004). Data Envelopment Analysis, History, models and interpretation. *Handbook on Data Envelopment Analysis*, Boston: Kluwer Academic Publishers,
- Cooper, W. Seiford, L. Kaoru, T. (2007) *A comprehensive text with models, applications, references an DEA-solver software*, NewYork: Springer.
- Cuddington, J. T., & Moss, D. L. (2001). Technological change, depletion, and the US petroleum industry. *American Economic Review*, 91(4), 1135-1148.
- De Ina Fuente, A., (2013). *La explotación de los hidrocarburos y los minerales en México*, D.F., México: Heinrich Boll Stiftung.
- Delfín, O., y Navarro, J. C. (2014). *La eficiencia de los puertos en México*. Morelia, ININEE-UMSNH.
- Delfín, O., Navarro, J. C. (2015). Productividad total de los factores en las terminales de contenedores en los puertos de México: una medición a través del índice Malmquist. *Contaduría y administración*, 60(3), 663-685.
- Dios, R. (2004). El análisis de eficiencia en el sector público mediante métodos de frontera. *Auditoria Pública*, 39-48.
- Eatwell, J. y Newman, P. (1991). *The new Palgrave: A dictionary of economics*. Editorial McMillan, Londres ECPC.
- Economipedia, 2004. Mercado al contado - Qué es, definición y concepto <https://economipedia.com/definiciones/mercado-al-contado.html> Accessed: 2020-06-04.
- Eller, S. L., Hartley, P. R., & Medlock, K. B. (2011). Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies. *Empirical Economics*, 40(3), 623-643. DOI 10.1007/s00181-010-0349-8.
- Emid, I. (2011). *Canales de Distribución en Seguros: Efectividad Comercial y Eficiencia Operativa*. Tesis Doctoral en Comercialización e Investigaciones de Mercados, Universidad Rey Juan Carlos, Madrid, España.

- Ernst, D. y Steinbuhl, A. (1999). "Petroleum: after the megamergers". *The Mc. Kinsey Quarterly* 199 number 2, 41-52.
- Estrella Suárez, M. V., & González Vázquez, A. (2017). *Desarrollo sustentable: un nuevo mañana*. Grupo Editorial Patria.
- Färe, R., Grosskopf S., Norris M. y Zhang, Z. (1994). Productivity Growth, Technical Prodress, an Efficiency Change Industrialised Contries. *American Empresariales*, 12, 27-48. Universidad de Alcalá, España.
- Färe, R., Grosskopf S., Lovell, C.A.K. (1994). *Production frontiers*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Farrell, M., (1957). The meassurement of productive efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society*, 120, 3ª parte.
- Ferro, G. y Romero, C. (2011). Comparación de medidas de cambio de productividad. Las aproximaciones de Malmquist y Luenberg en una aplicación de mercado de seguros. *Sciences de l'Homme el Societé*. Economía y finanzas, España. DOI hal-00597946 <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00597946>
- Førsund, F.R., (1974). Studies in the Neo-Classical Theory of Production. *Memorandum from the Insitute of Economics*, University of Oslo.
- Giménez, V. (2004). La medida de la eficiencia operativa de unidades de negocio mediante los modelos DEA. Una aplicación al sector de la restauración moderna. *Universidad Autónoma de Barcellona*, 1-25.
- Giménez, V., (2011). *Análisis de la eficiencia en las organizaciones*. Documento de trabajo. Departamento de Economía de la Empresa, España: Universidad Autónoma de Barcelona.
- González- López, R., Giampietro, M., (2017). Relatioal analysis of the oil and gas sector of México: Implications for Mexico's enery reform., *Elsevier*, 554(154), 403-414.
- González-Páramo, J., (2001). Privatización y eficiencia: ¿Es irrelevante la titularidad?, *Economistas*, 63(3), España.

- Guevara, Z., Córdoba, O., García, E. y Bouchain, R., (2017), The Status and Evolution of Energy Supply, *Economies*, 5(10), 17-1.
- Gui, O. F., Monroy, I. M. (2003). Medición de la eficiencia relativa de agentes generadores de energía eléctrica en Colombia (año 2001). *Tesis de licenciatura*. Pontifica Universidad Javeriana.
- Gujarati, D. y Porter, D., (2010). *Econometría*, (5ª edición), México: Mc. Graw Hill.
- Guzman, I. y Reverte, C. (2008) Productivity and efficiency change and shareholder value: evidence from the Spanish Banking Sector. *Applied economics*, Faculty of business science, Department of accounting and finance, Tecnical University of Cartagena, 2033-2040.
- Hernández Sampieri, R., Fernández-Collado. Y Baptista Lucio, P., (2006), *Metodología de la Investigación*, (4ª edición), D.F., México: Mc. Graw Hill.
- Higgs, H. (1948). *Palgrave's Dictionary of Political Economy Volume III*: Pánuco, México 1948.
- Jimenez, F. (2006). *Macroeconomía Enfoques y modelos*, (1ª edición), Perú, Fondo Editorial.
- Kaygusuz, K. (2012). Energy for sustainable development: A case of developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1116–1126.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.013>
- Kendrick, J. (1961). “*productivity Trends in the United States*”. Princeton University Press, Princeton.
- Kendrick, J. (1973). “*Postwar Productivity Trends in the United States, 1948-1969*” National Bureau of Economic Research, p.11-34.
- King, G. (2012). Hydraulic Fracturing, *SPE International* 159(596), 1-80.
- Koontz, H. y Weinrich, H., (1998). *Administración. Una perspectiva global*, (11ª edición), D.F. México: Mc. Graw Hill.

- Koopmans, T., (1951). *Analysis of Production as an Efficient Combination of Activities*, (8ª edición), Wiley, New York: Activity Analysis of Production and Allocation, T. C. Koopmans.
- Levitan, S., Werneke, D. (1984), *Productivity: Problems, prospects, and policies*, The Johns Hopkins University Press, Baltimore.
- Lo, F., Chien, Ch. y Lin, J. T. (2001). A DEA Study to evaluate the relative efficiency and Investigate the Distric Reorganization of the Taiwan Poer Company, *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1).
- Lovell, C. (1993). Production Frontier and Productive Efficiency. En Fried, H.O., C.A.K. Locell and S.S. Schmidt (Eds.), *The Meseasurement of Productive Efficiency-Techniques and Applications*, Oxford University Press, Oxford, 3-67.
- Machuca, J.A., García, S., Domínguez, M.A., Ruíz, A., Álvarez, M.J. (1995). *Dirección de Operaciones*, Editorial McGraw-Hill, Madrid, España.
- Mahadevan, R. (2002). New currents in productivity analysis: Where to now? *Productivity Series*, 31, Asian Productivity Organization. Tokio.
- Maroto, A. y Cuadrado, J.R. (2006). *La productividad de la economía española*. Colección de Estudios, Instituto de Estudios Económicos, Madrid.
- Maroto, A. y Cuadrado, J.R. (2007). El crecimiento de los servicios: ¿Obstáculo o impulsor del crecimiento de la productividad agregada? Un análisis comparado- *serie Working Papers*, 4(7), Instituto de Análisis Económico y Social, Alcalá, España.
- Martínez, M. (2006). *El concepto de productividad en el análisis económico*
- Mawson, P., Carla, K. y McLellan, N. (2003) Productivity Measurement: alternative aproches and estimates. *New Zealand Treasure Working Papers*, 3(12).
- Murias, P., Martínez, F., Miguel, J. C. y Rodríguez, D. (2008). *Un estudio con Análisis Envolvente de Datos de la eficiencia de los centros de educación secundaria gallegos*. Trabajo de las XVI Jornadas ASEPUMA, IV Encuentro Internacional, España.

- Murillo, C. (2002). *Contribuciones al análisis estocástico de la eficiencia técnica mediante métodos no paramétricos*. Tesis doctoral. Universidad de Cantabria, España.
- Navarro, J., (2005). *La eficiencia del sector eléctrico en México*, (1ª edición), Michoacán, México: Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
- Navarro, J. C. L., & Torres, Z. (2006). Eficiencia técnica y asignativa del sector eléctrico en México en su fase de distribución: un análisis a través de los modelos de frontera DEA. *Mundo Siglo XXI*, 7, 35-43.
- Ohene-Asare, K., Turkson, C., & Afful-Dadzie, A. (2017). Multinational operation, ownership and efficiency differences in the international oil industry. *Energy Economics*, 68, 303-312. DOI 10.1016/j.eneco.2017.10.006.
- OPEC, (2019). *Organization of the Petroleum Exporting Countries, Brief History*, Sitio oficial. <https://www.opec.org>, recuperado enero 2019.
- PEMEX, (2017). *Petróleos Mexicanos, Informe Anual 2017*. Consultado 13 de octubre de 2018, disponible en: http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe_Anual_2017.pdf
- PEMEX, (2018) consulta el día 13 de octubre de 2018, disponible en: <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/default.aspx>
- Pérez, F., Maudos, J. (2001). La eficiencia del sector bancario español en el contexto europeo. *Economistas*, 63-70.
- Pérez, R., (2003). *¿Existe el método científico?*, (3ª edición), p.253, México: FCE, SEP, CONACyT, ECN.
- Pinzón, J., (2003). *Medición de eficiencia técnica relativa en hospitales públicos de baja complejidad mediante la metodología data envelopment analysis (DEA)*, Colombia, en: www.dnp.gov.co/03_PROD/PUBLIC/2P_EE.ASP.
- Pre-salt oil region: tracing the history of exploration in Brazil: <https://www.offshore-technology.com/features/pre-salt-oil-region-brazil/> Accessed: 2020-05-13

- Prokopenko, J., (1987). *La gestión de la productividad*, (1ª edición), Ginebra, Suiza: Oficina Internacional del trabajo.
- Quesnay (1846), Dialogues sur le commerce et les travaux des artisans, en Physicrates, ed. por Diare, París.
- Raadm, P. Baharom, A., Dayang-Affizzah, A. e Ismail, F. (2009). Effect of mergers on efficiency and productivity: Some evidence for Bancks in Malaysia. *The Icfai University Journal of Banck Managemente*, 31-43
- Reyes Hernández, M., Morales Moreno, H., López Lopéz, M., Abascal Jiménez, J. (2014). The Denationalization of PEMEX: Implications and Scope for Mexico. *Latin American Policy*. 5(1), 132-156.
- Ribando, C., Ratner, M., Villarreal, M. y Brown, P., (2015). *Mexico's oil and gas sector: background, reform efforts, and implications for the United States*. Washington DC, EE.UU: Congressional Research Archive.
- Ricardo, D. (1817) *Principios de economía política y tributación*. Fondo de Cultura Económica
- Romo, D., (2015). El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana. *Problemas del Desarrollo*. 183(46), 141-64.
- Ruiz, A. (2001). *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*. Cepal, Publicación de las Naciones Unidas: Santiago de Chile, 2001.
- Sarmiento, M. (2007). A study on efficiency and productivity of Turkish Bancks in Istanbul Stock Exchange using Malmquist DEA. *The journal of American Academy of Bussines, cambrige*, 145-155.
- Salkind, N., (1999). *Métodos de investigación*, (1ª edición), D.F., México: Prentice Hall.
- Sathaye, J., Lecocq, F., Masanet, E. *et al*. Opportunities to change development pathways toward lower greenhouse gas emissions through energy efficiency. *Energy Efficiency* 2, 317 (2009). <https://doi.org/10.1007/s12053-009-9044-z>

- Schulz, M., Rosenørn, L. y Rasmussen, F., (2015). *The Mexican Energy Reform: Finding the Balance between State Control and Development through Foreign Direct Investment*, Roskilde, Denmark, Roskilde University.
- Sharpe, A. (2002). Productivity concepts, trends and prospects. An overview, en Sharpe, A. et al. (eds) *The Review of Economic Performance and Social Progress*. Towards a social understanding productivity, 31-556, Centre for the Study of living Standards, Ottawa.
- Sellers, R., Nicolau, J. L. y Más F. J. (2002). *Eficiencia en la distribución: una aplicación en sector de agencias de viajes*. Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas, España.
- SENER, (2014). Principales Características de la Reforma Energética. Ciudad de México, México, Secretaria de Energía. Recuperado en www.energia.gob.mx.
- Singh, H., Montwani, J. y Kumar, A. (2000). A review of analysis of the state of art on productivity measurement. *Industrial Management and Data Systems*, 100, 234-241.
- Sueyoshi, T. (2000). Stochastic DEA for restructure strategy: an application to a Japanese petroleum company. *Omega*, 28(4), 385-398. DOI 10.1016/S0305-0483(99)00069-9.
- Sueyoshi, T., & Wang, D. (2018). DEA environmental assessment on US petroleum industry: Non-radial approach with translation invariance in time horizon. *Energy Economics*, 72, 276-289. DOI 10.1016/j.eneco.2018.02.003.
- Sumanth, D. (1979). *Productivity measurement and evaluation models for manufacturing companies* /. Thesis (Ph. D.), Illinois Institute of Technology.
- Sumanth, D., (1990). *Ingeniería y administración de la productividad*, (1ª edición), D.F., México: Mc. Graw Hill.
- Torres, O. U. B., Ayuso, I. Á., & Laura, E. (2009). Disparidades en eficiencia técnica e influencia de las infraestructuras sobre la convergencia en eficiencia en México. *XVI Encuentro de Economía Pública: 5 y 6 de febrero de 2009: Palacio de Congresos de Granada* (p. 40).
- Torres, Z. y Navarro, L., (2007). *Conceptos y principios fundamentales de epistemología y de metodología*, (1ª edición), Michoacán, México: Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

- Trillo del Pozo, D., (2002). *Análisis económico y eficiencia del sector público*, España en: unpan1.un.org/intradoc/groups/public/documents/CLAD/clad044506.pdf.
- Varian, H., (1998). *Microeconomía intermedia. Un enfoque actual*. (4ª edición), S.A., España: Antoni Bosch.
- Vaninsky, A. Y. (2008). Environmental efficiency of electric power industry of the United States: a data envelopment analysis approach. *International Journal of Industrial and Manufacturing Engineering*, 2(4), 509-515.
- Wang, J. H., Ngan, H. W., Engriwan, W., & Lo, K. L. (2007). Performance based regulation of the electricity supply industry in Hong Kong: An empirical efficiency analysis approach. *Energy Policy*, 35(1), 609-615. DOI 10.1016/j.enpol.2006.01.011.

ANEXOS

7.1 Cuadro 1 *inputs* y *outputs* del Sector *upstream* de la industria petrolera, 2008-2009

2008					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	4957	1782	167100	412144670	2476144670
CANADA	2789	361	81765	0	1170555000
MEXICO	65	111	50273	221925231	1018925231
ARAB. SAUD.	27	127	52312	3745898020	3891898020
RUSIA	260	335	32101	3577914593	3638777593
IRAN	294	52	125788	3038777593	3638777593
CHINA	637	52	284821	2354748615	1387748615
E. ARAB.	124	14	21300	938853000	938853000
KUWAIT	92	11	5751	976743650	976743650
BRASIL	147	59	74140	0	661416865
VENEZUELA	1350	108	78739	74025500640	1079500640
NIGERIA	105	20	6600	736338590	736338590
ANGOLA	99	6	6501	692165195	692165195
NORUEGA	56	25	23600	92265605	769265605
R. U.	168	22	21400	490648630	493648630

2009					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	2866	1172	155300	5127007410	2651007410
CANADA	1248	313	75530	0	1168730000
MEXICO	75	122	50544	540040641	949540641
ARAB. SAUD.	27	102	53111	4054119634	3527119634
RUSIA	270	320	32101	2905171665	3707384665
IRAN	160	52	126946	3097384665	3707384665
CHINA	1458	52	265499	1816015130	1385015130
E. ARAB.	173	11	22000	818197870	818197870
KUWAIT	118	25	6130	825487650	825487650
BRASIL	170	66	76919	888900015	711900015
VENEZUELA	775	120	91949	39900491900	1050491900
NIGERIA	140	18	6600	672324160	672324160
ANGOLA	60	5	7985	634692660	634692660
NORUEGA	65	22	25300	309854030	722854030
R. U.	154	14	21500	0	474920845

Inputs: Pozos de exploración (PE), pozos de producción (PP), mano de obra (MO).

Outputs: reservas petroleras (RP) y producción total (PP).

Fuente: Elaboración propia (2019). Con base en base de datos del BM (2019), Anuario Estadístico de la OPEP (2009), Reporte Anual de API (2009), Base de datos de Canadian Petroleum Industry (2018), Base de Datos Institucional de PEMEX (2019), Reporte Anual CNPC (2009), Reporte anual de NIOC (2010), Anuario estadístico ROSEFT (2010), reportes Securities and Exchange de PDVSA y BP (2009, 2010).

7.2 Cuadro 2 *inputs* y *outputs* del sector *upstream* de la industria petrolera, 2010-2011

2010					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	2840	1711	161000	6873453620	2755453620
CANADA	1569	398	85400	1048984251	1216180000
MEXICO	39	80	49802	625012089	940612089
ARAB. SAUD.	24	98	54798	3603217766	3677217766
RUSIA	415	294	35977	4026069056	3789670256
IRAN	186	54	127679	17949670256	3789670256
CHINA	1050	54	288142	3137886000	1487886000
E. ARAB.	182	13	32000	848197585	848197585
KUWAIT	268	24	6528	843923800	843923800
BRASIL	185	75	80492	835977180	749977180
VENEZUELA	890	125	99867	86369577870	1041577870
NIGERIA	94	35	7000	747618185	747618185
ANGOLA	118	11	7625	196524000	641524000
NORUEGA	45	19	26800	656497030	656497030
R. U.	140	20	21100	138862860	438862860

2011					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	3125	2003	180300	7653479885	2868479885
CANADA	1636	429	90140	611827034	1282975000
MEXICO	33	105	51713	735604617	931704617
ARAB. SAUD.	33	121	56066	4956467206	4067467206
RUSIA	365	300	37229	3755544019	3846446219
IRAN	204	123	133954	7256446219	3846446219
CHINA	1109	123	293143	1958020880	1479020880
E. ARAB.	266	19	33000	935922050	935922050
KUWAIT	523	32	6807	970421850	970421850
BRASIL	212	86	81918	1624460050	768460050
VENEZUELA	1050	116	104187	2121531055	1051531055
NIGERIA	124	38	7112	0	720804920
ANGOLA	112	22	7895	590587155	590587155
NORUEGA	52	10	28700	0	613245990
R. U.	58	16	22400	367207155	367207155

Inputs: Pozos de exploración (PE), pozos de producción (PP), mano de obra (MO).

Outputs: reservas petroleras (RP) y producción total (PT).

Fuente: Elaboración propia (2019). Con base en base de datos del BM (2019), Anuario Estadístico de la OPEP (2012), Reporte Anual de API (2012), Base de datos de Canadian Petroleum Industry (2018), Base de Datos Institucional de PEMEX (2019), Reporte Anual CNPC (2012), Reporte anual de NIOC (2012), Anuario estadístico ROSEFT (2012), reportes Securities and Exchange de PDVSA y BP (2011, 2012).

7.3 Cuadro 3 *inputs y outputs* del sector *upstream* de la industria petrolera, 2012-2013

2012					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	3040	1784	191600	7654820570	3249820570
CANADA	1190	353	74705	904327334	1365100000
MEXICO	37	114	51998	944287791	929987791
ARAB. SAUD.	38	148	54041	4691608428	4246608428
RUSIA	308	320	39180	3673064349	3890927949
IRAN	323	133	150878	6610927949	3890927949
CHINA	994	133	292455	2168069860	1487069860
E. ARAB.	304	26	37000	968345000	968345000
KUWAIT	533	31	7094	1086809400	1086809400
BRASIL	154	71	85065	1065382530	752382530
VENEZUELA	788	149	132086	1187434450	1023434450
NIGERIA	107	44	6800	1605237010	713237010
ANGOLA	127	27	8569	621960365	621960365
NORUEGA	42	25	30600	605469080	559469080
R. U.	40	21	24200	317055425	317055425

2013					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	4120	1774	193200	7958994205	3675994205
CANADA	1065	372	70635	781436348	1460000000
MEXICO	38	98	53404	978576393	920576393
ARAB. SAUD.	49	148	57283	4097473047	4158473047
RUSIA	410	304	45280	3470088036	3945257636
IRAN	321	138	152111	4445257636	3945257636
CHINA	1746	138	292455	1467777145	1519777145
E. ARAB.	277	30	50000	1020734910	1020734910
KUWAIT	590	31	7351	1067497250	1067497250
BRASIL	171	54	86111	2634708900	738708900
VENEZUELA	415	186	140626	1633162390	1018162390
NIGERIA	114	59	6700	572106705	640106705
ANGOLA	115	28	8892	576939095	620939095
NORUEGA	59	14	31800	993212905	534212905
R. U.	57	12	24700	469567010	290567010

Inputs: Pozos de exploración (PE), pozos de producción (PP), mano de obra (MO).

Outputs: reservas petroleras (RP) y producción total (PT).

Fuente: Elaboración propia (2019). Con base en base de datos del BM (2019), Anuario Estadístico de la OPEP (2014), Reporte Anual de API (2014), Base de datos de Canadian Petroleum Industry (2018), Base de Datos Institucional de PEMEX (2019), Reporte Anual CNPC (2014), Reporte anual de NIOC (2014), Anuario estadístico ROSEFT (2014), reportes Securities and Exchange de PDVSA y BP (2013, 2014).

7.4 Cuadro 4 *inputs* y *Ooutputs* del sector *upstream* de la industria petrolera, 2014-2015

2014					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	4302	1881	200300	10794390445	4295390445
CANADA	1016	374	66125	677372865	1558915000
MEXICO	24	72	52403	456700147	886500147
ARAB. SAUD.	49	145	61907	4988232206	4199232206
RUSIA	395	307	47470	2111544150	3964068550
IRAN	306	135	152123	3694068550	3694068550
CHINA	1584	135	295632	1809044100	1536044100
E. ARAB.	292	30	60000	1019810000	1019810000
KUWAIT	596	45	9043	1046374700	1046374700
BRASIL	158	42	80908	1316923890	822923890
VENEZUELA	669	221	152072	2582161045	979161045
NIGERIA	141	46	6700	1036572155	659572155
ANGOLA	87	37	8473	15596120	603596120
NORUEGA	57	14	31900	223816125	551816125
R. U.	19	20	24400	286257885	283257885

2015					
DMU	PE	PP	MO	RP	PT
EEUU	4950	711	187200	0	4653847820
CANADA	255	209	70350	958298348	1601985000
MEXICO	21	19	45240	406293468	827393468
ARAB. SAUD.	52	161	65282	4254923807	4377923807
RUSIA	288	322	51560	3229671727	4018363727
IRAN	288	130	153201	4888363727	4018363727
CHINA	1588	130	302145	2048463830	1565463830
E. ARAB.	219	51	65000	1090943025	1090943025
KUWAIT	146	38	78470	1043420025	1043420025
BRASIL	131	13	68829	1529613040	889613040
VENEZUELA	635	182	150032	1893662915	968662915
NIGERIA	116	29	6700	252089715	638089715
ANGOLA	92	30	8279	1745979820	644979820
NORUEGA	56	17	29500	214114140	572114140
R. U.	13	9	21700	94105100	321105100

Inputs: Pozos de exploración (PE), pozos de producción (PP), mano de obra (MO).

Outputs: reservas petroleras (RP) y producción total (PP).

Fuente: Elaboración propia (2019). Con base en base de datos del BM (2019), Anuario Estadístico de la OPEP (2016), Reporte Anual de API (2016), Base de datos de Canadian Petroleum Industry (2018), Base de Datos Institucional de PEMEX (2019), Reporte Anual CNPC (2016), Reporte anual de NIOC (2016), Anuario estadístico ROSEFT (2016), reportes Securities and Exchange de PDVSA y BP (2015, 2016).

7.5 Cuadro 5 *inputs* y *outputs* del sector *upstream* de la industria petrolera, 2016-2017

2016					
DMU	PE	PP	MO	RN	PT
EEUU	5120	634	152500	6492519190	4513519190
CANADA	484	144	66620	672574444	1631550000
MEXICO	26	42	49319	0	786037047
ARAB. SAUD.	49	145	65266	4279643858	4526643858
RUSIA	310	311	54730	7909125355	4113325244
IRAN	206	153	155456	2913325244	4113325244
CHINA	1656	153	304121	1941970565	1453970565
E. ARAB.	271	79	62121	1127223660	1127223660
KUWAIT	622	58	9818	1078306725	1078306725
BRASIL	131	13	68829	0	916133210
VENEZUELA	736	138	146226	2237963595	865963595
NIGERIA	76	9	6500	911950630	520950630
ANGOLA	67	10	7980	627391300	628391300
NORUEGA	36	16	28100	2061318415	589318415
R. U.	17	11	18700	142910030	333910030

2017					
DMU	PE	PP	MO	RNC	PT
EEUU	5830	930	144500	4765802445	4765802445
CANADA	380	205	71125	131492351	4765802445
MEXICO	24	15	42455	0	711116058
ARAB. SAUD.	111	50	70762	4362057538	4362057538
RUSIA	365	332	51930	4125194011	4108901133
IRAN	216	157	151021	4108901133	4108901133
CHINA	1713	157	301213	3896559980	1395559980
E. ARAB.	364	59	64212	1082781990	1082781990
KUWAIT	555	78	10001	987046140	987046140
BRASIL	123	14	62703	590955905	956955905
VENEZUELA	478	189	121103	1301702730	742702730
NIGERIA	76	13	6610	560508235	560508235
ANGOLA	43	7	7537	0	595766870
NORUEGA	36	16	26700	344590070	579590070
R. U.	12	5	17700	0	325289825

Inputs: Pozos de exploración (PE), pozos de producción (PP), mano de obra (MO).

Outputs: reservas petroleras (RP) y producción total (PP).

Fuente: Elaboración propia (2019). Con base en base de datos del BM (2019), Anuario Estadístico de la OPEP (2016), Reporte Anual de API (2016), Base de datos de Canadian Petroleum Industry (2018), Base de Datos Institucional de PEMEX (2019), Reporte Anual CNPC (2016), Reporte anual de NIOC (2016), Anuario estadístico ROSEFT (2016), reportes Securities and Exchange de PDVSA y BP (2015, 2016).

7.6 Cuadro 6 *slacks inputs* del sector *upstream* de la industria petrolera 2008-2017

DMU	Input Pozos de Exploración Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU	4930.0	2646.3	2654.0							
CANADA	2762.0	1028.4	1277.4	1603.0	1152.0	1016.0	837.4		434.4	
MEXICO	19.5	23.6								
ARABIA SAUDITA										
RUSIA										
IRAN							235.9		157.0	
CHINA	310.3	1278.5	864.0	1047.8	671.0	1425.0	1513.9	1300.0	1547.2	906.6
EMIRATOS ARABES	2.1	100.4						121.6	203.8	202.6
KUWAIT								2.6		
BRASIL		67.5	91.0							72.8
VENEZUELA		0.0		868.8	721.2	21.9	433.8	355.5	586.7	
NIGERIA	8.7									
ANGOLA										
NORUEGA								21.1		
REINO UNIDO	56.7	85.9	21.6							
SUMATORIA	8089.3	5230.6	4908.0	3519.6	2544.2	2462.9	3020.9	1800.8	2929.1	1182.0
DMU	Input Pozos de Producción Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU	1654.8	1113.8	1656.6							
CANADA	234.0	115.7	233.3	308.0	205.0	224.0	176.1	25.2		
MEXICO							31.2			4.5
ARABIA SAUDITA										
RUSIA										
IRAN									8.0	90.8
CHINA				1.7						
EMIRATOS ARABES										
KUWAIT										
BRASIL										
VENEZUELA					2.5			50.9		82.5
NIGERIA										
ANGOLA										
NORUEGA										1.8
REINO UNIDO										
SUMATORIA	1888.8	1229.5	1889.9	309.7	207.5	224.0	207.3	76.1	8.0	179.8
DMU	Input Mano de Obra Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU	114788.0	31752.3	33321.0							
CANADA	29453.0			34074.0	20664.0	13352.0		15.0	1327.0	
MEXICO							21751.8		20176.0	18323.2
ARABIA SAUDITA					0.0					
RUSIA										
IRAN							90381.8		90190.0	78905.2
CHINA	166707.0	147137.2	160463.0	224209.7	141577.0	140344.0	233890.8	148944.0	250645.4	221485.1
EMIRATOS ARABES									5035.7	
KUWAIT										
BRASIL	11416.5				17048.3		31958.9			43049.8
VENEZUELA					68265.9		84106.3		107112.9	45609.1
NIGERIA										
ANGOLA										
NORUEGA		379.4								
REINO UNIDO										
SUMATORIA	322364.5	179268.8	193784.0	258283.7	247555.2	153696.0	462089.7	148959.0	474487.0	407372.4

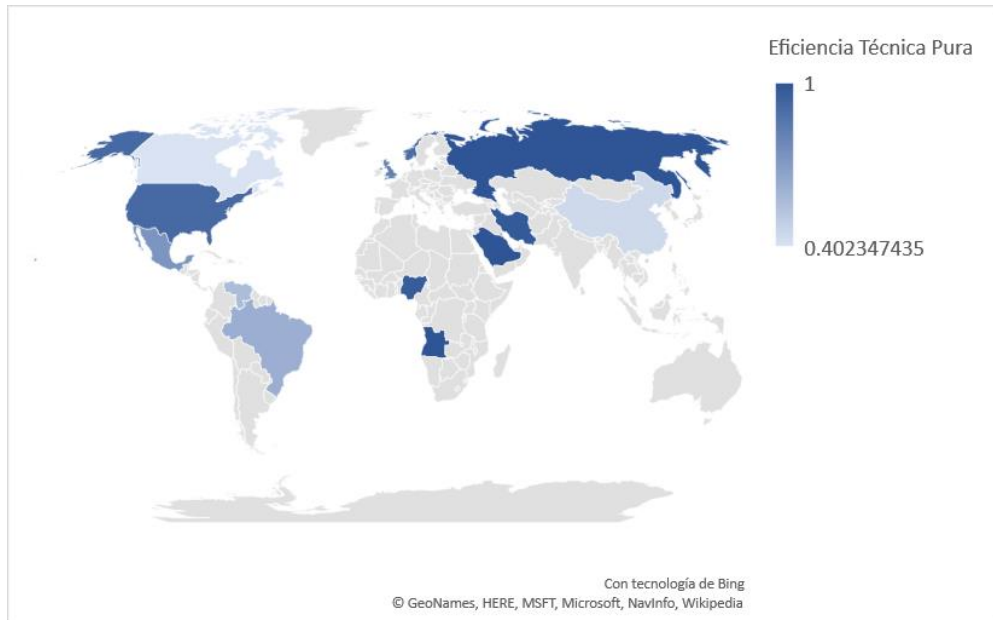
Fuente: Elaboración propia a partir de metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2020).

7.7 Cuadro 7 *Slacks Outputs* del Sector *Upstream* de la Industria Petrolera 2008-2017

DMU	Output Reservas Petroleras Probadas Nuevas Periodo									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU	3098.1		8496.4							
CANADA	3745.9	2993.2	8261.5	3016.8	1878.4	1871.7	3339.3	1452.9	2392.5	
MEXICO	2634.7	1908.2	1366.6	0.1			587.8		1116.3	528.7
ARABIA SAUDITA	0.4									
RUSIA		1.0					0.2			
IRAN		0.7		0.2			720.4		1073.6	
CHINA			9957.4		938.2	635.0	23.2			
EMIRATOS ARABES								315.9		0.4
KUWAIT								609.0		
BRASIL	2516.9		5113.3							
VENEZUELA		0.1								
NIGERIA										
ANGOLA										
NORUEGA	0.9	752.9						35.5		170.4
REINO UNIDO		1029.4	1628.0							
SUMATORIA	11997.0	6685.5	34823.4	3017.1	2816.6	2506.8	4670.9	2413.3	4582.4	699.5
DMU	Output Producción Total Nuevas Periodo									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EEUU										
CANADA										
MEXICO										
ARABIA SAUDITA										
RUSIA										
IRAN										
CHINA								282609.9		2831288.2
EMIRATOS ARABES										
KUWAIT										
BRASIL				472184.9			506778.9			
VENEZUELA				629075.2		1161184.8	2215505.3	1542464.8	313304.3	1884357.6
NIGERIA										
ANGOLA										
NORUEGA	0.4									
REINO UNIDO										
SUMATORIA	0.4			1101260.2		1161184.9	2722284.3	1825074.8	313304.3	4715645.8

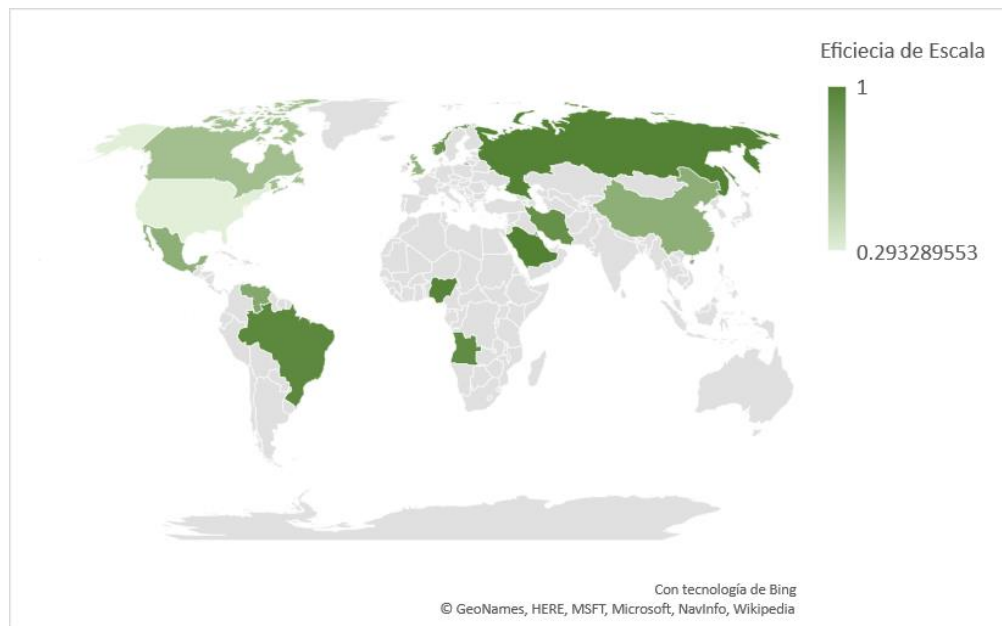
Fuente: Elaboración propia a partir de metodología DEA, con base en los cálculos realizados en Rstudio (2020).

7.8 Mapa 1 de ETP, distribución geográfica (promedios)



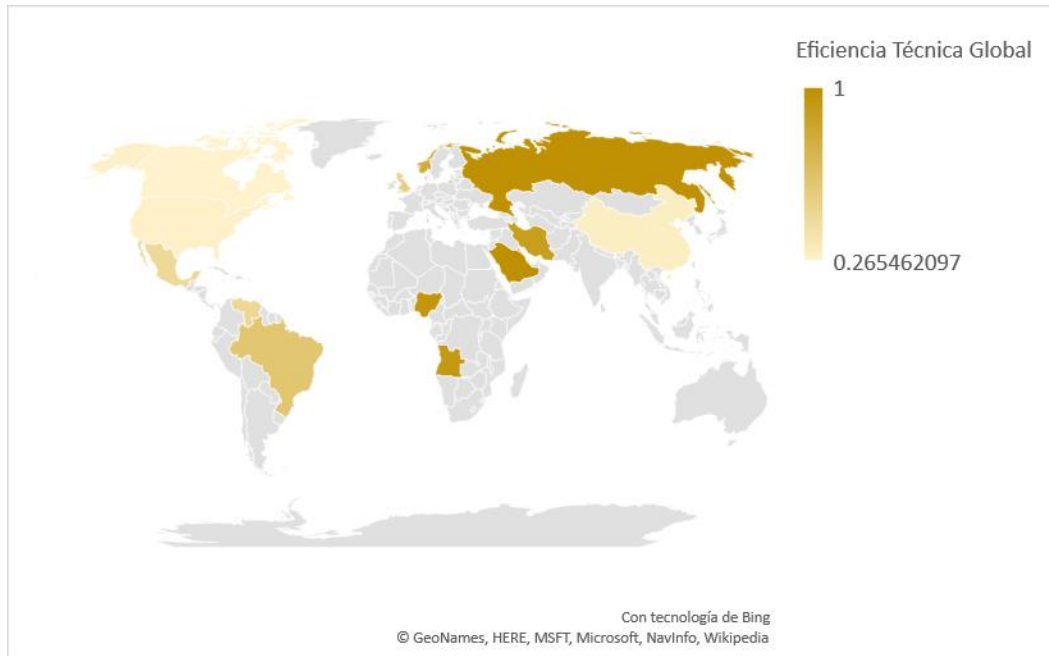
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.9 Mapa 2 de EEs, distribución geográfica (promedios)



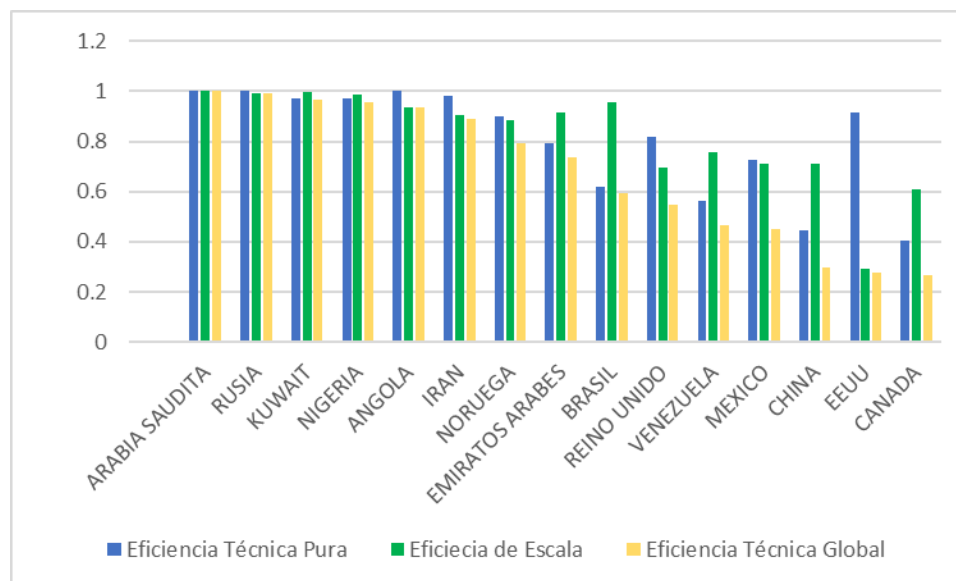
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.10 Mapa 3 de ETG, distribución geográfica (promedios)



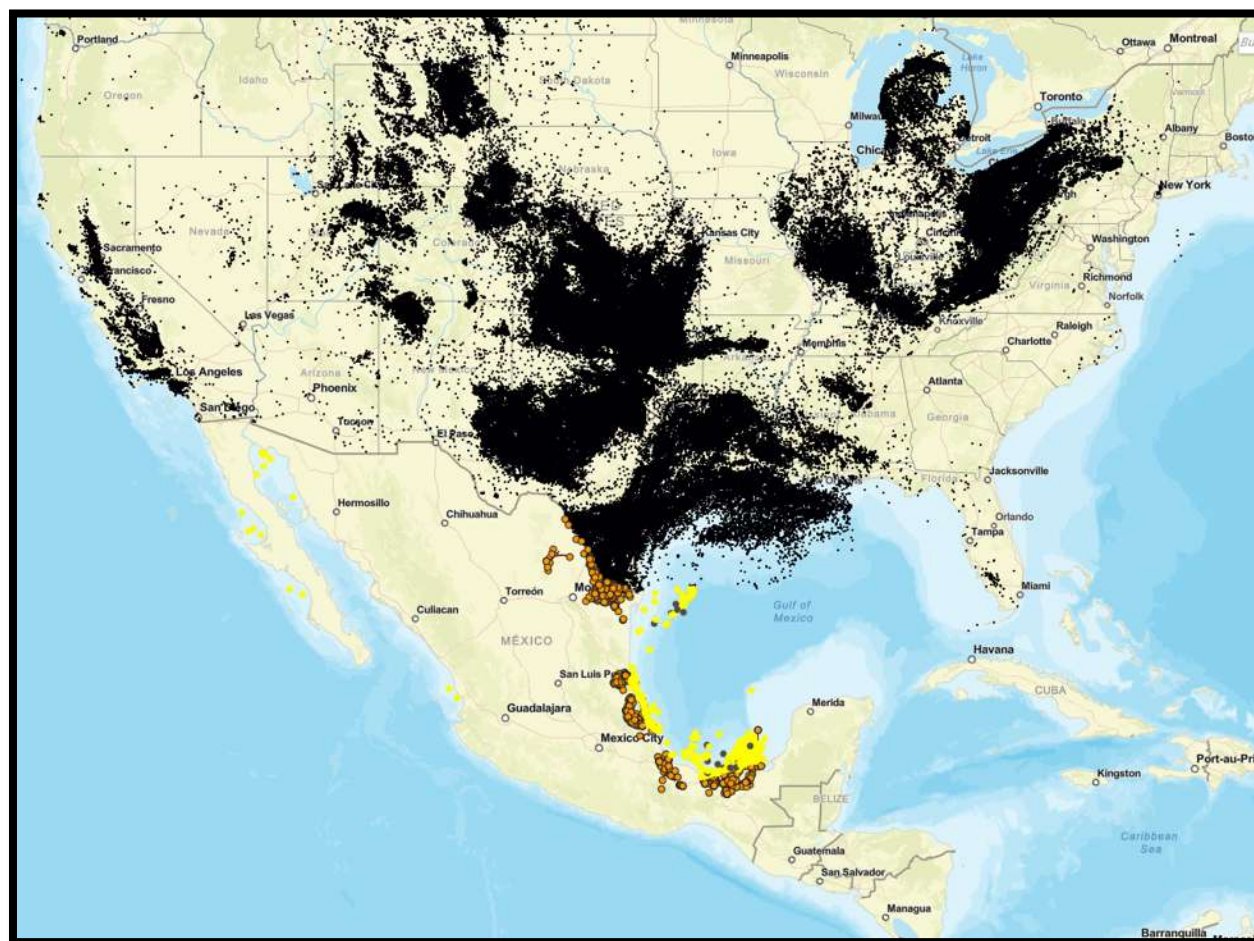
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.11 Grafica 15 Componentes de ETG (Promedios)



Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

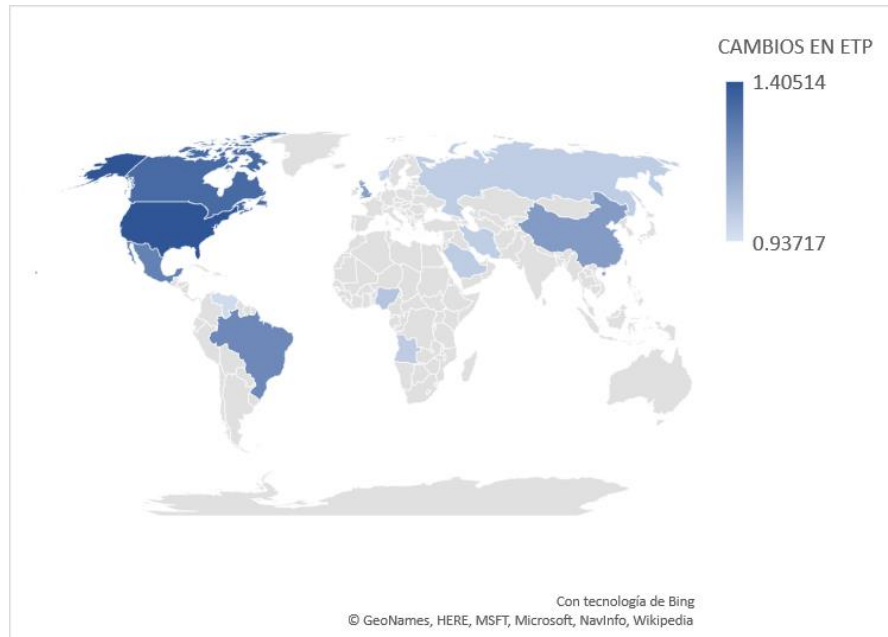
7.12 Mapa 4 distribución de pozos de exploración y de producción México-EE.UU. 2018



●	Pozos de Exploración PEMEX EP
●	Pozos de Producción PEMEX EP
●	Pozos de Exploración y Producción EE. UU.

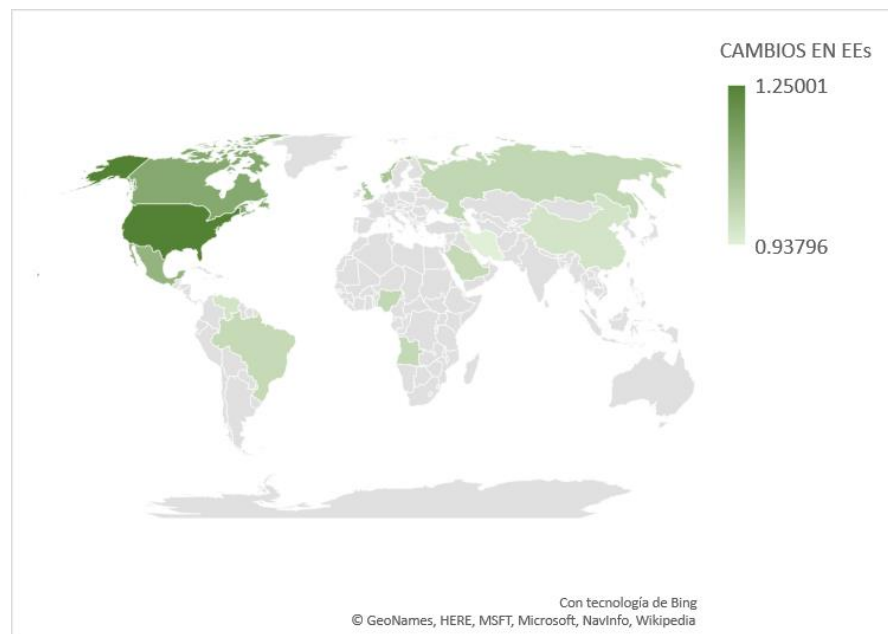
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), recuperado en:
<https://mapa.hidrocarburos.gob.mx>.

7.13 Mapa 5 cambios en ETP, distribución geográfica (promedios)



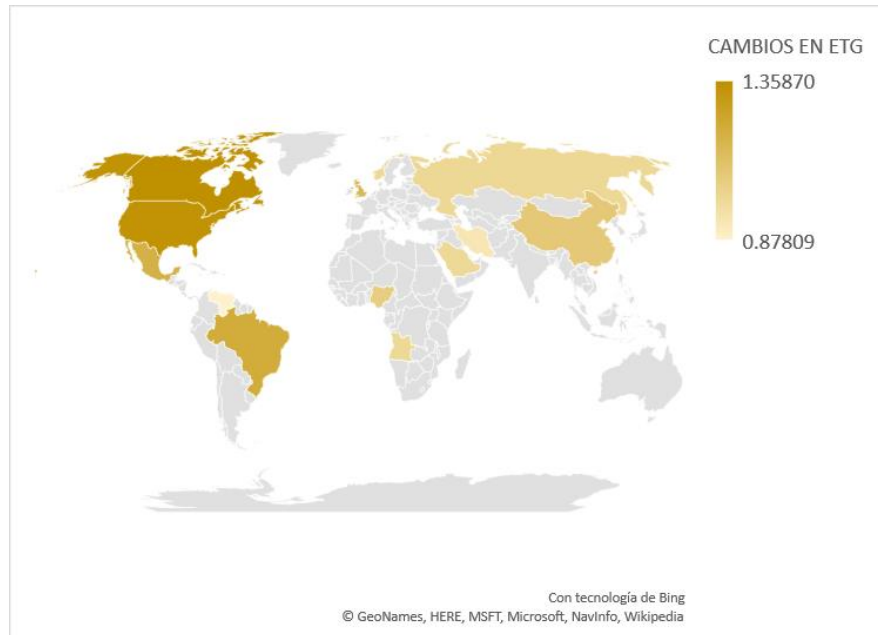
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.14 Mapa 6 cambios en EEs, distribución geográfica (promedios)



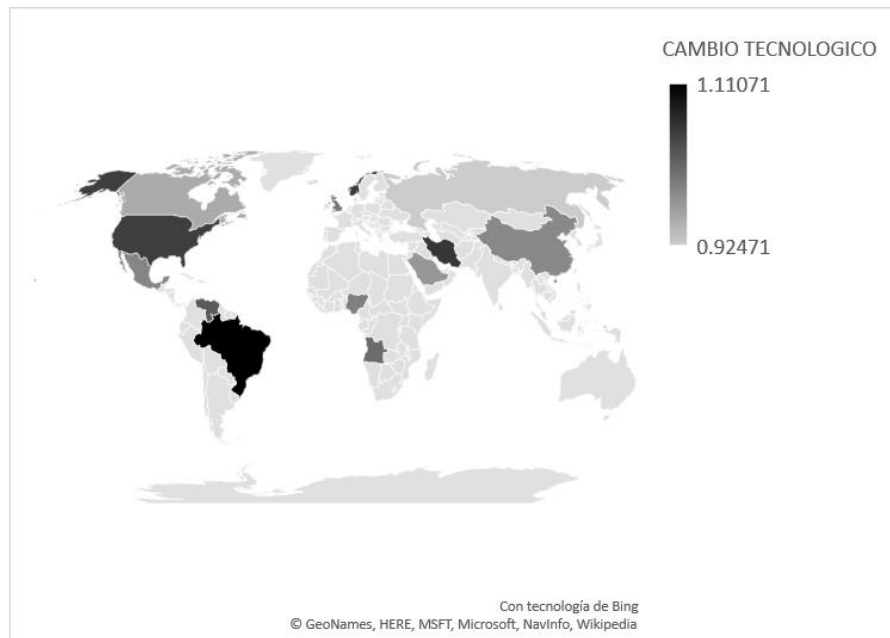
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.15 Mapa 7 cambios en ETG, distribución geográfica (promedios)



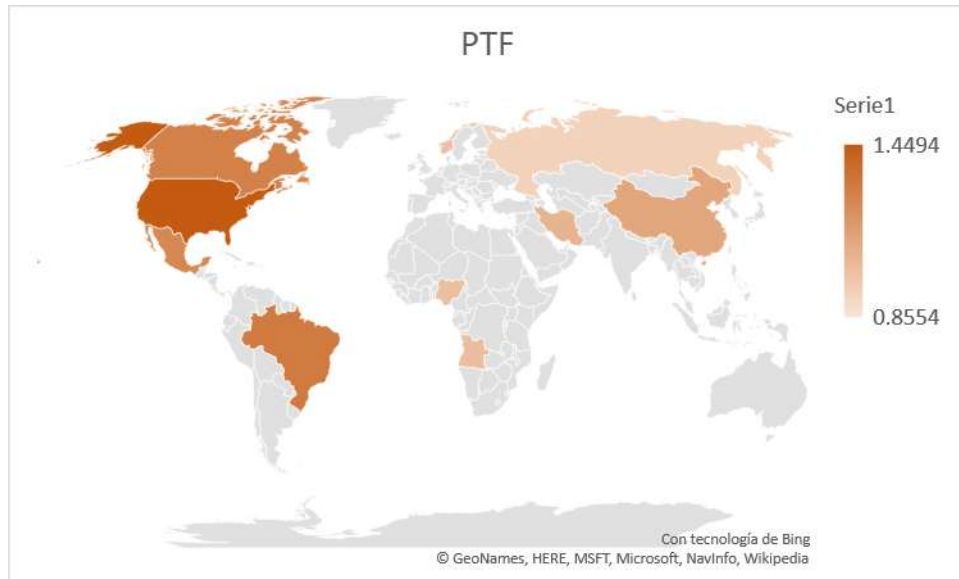
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.16 Mapa 8 cambio tecnológico, distribución geográfica (promedios)



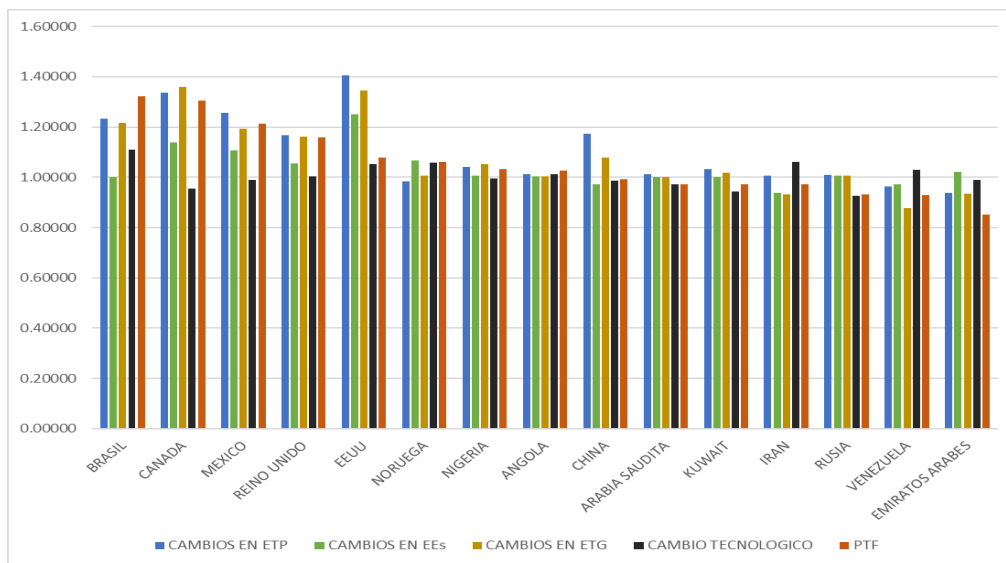
Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.17 Mapa 9 PTF, distribución geográfica (promedios)



Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio aplicación GeoNames (2019).

7.18 Gráfica 16 componentes de la PTF (promedios)



Fuente: Elaboración propia con base en los cálculos realizados en Rstudio (2019).