



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

DOCTORADO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

**LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE DEL SECTOR
UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL, 2014-2022**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

DOCTOR EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

PRESENTA

MC. JUAN JOSÉ ORTÍZ VILLEGAS

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSÉ CÉSAR LENIN NAVARRO CHÁVEZ

MORELIA, MICHOACÁN
MAYO 2025



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLAS DE HIDALGO

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
COORDINACIÓN DEL DOCTORADO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

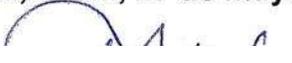
Dra. América Ivonne Zamora Torres
Presidenta del H. Consejo Técnico
Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales

Presente

Por medio de la presente nos permitimos hacer de su conocimiento que, una vez revisada la Tesis Doctoral titulada: **“La Eficiencia Económica Sustentable del Sector Upstream de la Industria Petrolera Mundial, 2014-2022”**, del **M.C. Juan José Ortiz Villegas**, alumno del Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales, que se ofrece en este Instituto, hemos encontrado que satisface plenamente los requerimientos hechos por el Jurado Sinodal, por lo que otorgamos nuestra autorización para que se lleve a cabo la impresión de la versión definitiva de la citada tesis y se continúe con el proceso de graduación correspondiente.

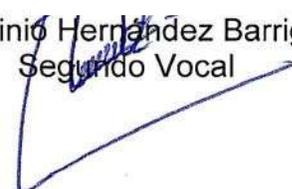
Sin otro asunto que tratar por el momento, aprovechamos para enviarle un cordial saludo y quedamos a sus órdenes para cualquier aclaración al respecto.

ATENTAMENTE.-
Morelia, Mich., 27 de mayo de 2025


Dr. José César Lenin Navarro Chávez
Presidente


Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera
Secretario


Dra. Odette Virginia Delfín Ortega
Primer vocal


Dr. Plinio Hernández Barriga
Segundo Vocal


Dr. Mario Gómez Aguirre
Tercer Vocal

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

CARTA DE ORIGINALIDAD

A QUIEN CORRESPONDA. –

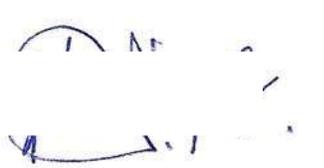
Por este medio se hace constar que el trabajo de tesis titulado: “**La Eficiencia Económica Sustentable del Sector Upstream de la Industria Petrolera Mundial, 2014-2022**”, realizado por el alumno **M.C. Juan José Ortiz Villegas** con matrícula 0492389a del **Doctorado En Ciencias En Negocios Internacionales**, dirigido por la **Dr. José César Lenin Navarro Chávez**, fue analizado a través de la herramienta de detección de plagio Plagium.

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 del **Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales** y de la Secretaria Académica del Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

ATENTAMENTE. –

Morelia, Mich., a 27 de mayo de 2025.


Dr. José César Lenin Navarro Chávez
Director de Tesis


M.C. Juan José Ortiz Villegas
Alumno

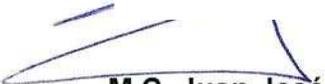
UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de Morelia, Michoacán, el día 27 de mayo de 2025, el (la) que suscribe **M.C. Juan José Ortiz Villegas**, alumno (alumna) del **Programa de Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales** adscrito al Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales, manifiesta que es autor (autora) intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del (de la) **Dr. José César Lenin Navarro Chávez** y cede los derechos del trabajo titulado: **“La Eficiencia Económica Sustentable del Sector Upstream de la Industria Petrolera Mundial, 2014-2022”** a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin permiso expreso del autor (de la autora) y/o director (directora) del mismo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: j.jose.ortiz.v@gmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

ATENTAMENTE.-



M.C. Juan José Ortiz Villegas

ÍNDICE

RELACIÓN DE TABLAS, GRÁFICAS Y FIGURAS	vi
Índice de tablas	vi
Índice de gráficas	viii
Índice de figuras	x
GLOSARIO	xi
SIGLARIO	xiv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	9
1.1 Contexto internacional del sector upstream y de la industria petrolera	10
1.2 Planteamiento del problema	17
1.3 Pregunta general de investigación	18
1.3.1 Pregunta específica 1	18
1.3.2 Pregunta específica 2	18
1.4 Objetivo general de investigación	18
1.4.1 Objetivo específico 1	19
1.4.2 Objetivo específico 2	19
1.5 Hipótesis general de investigación	19
1.5.1 Hipótesis específica 1	19
1.5.2 Hipótesis específica 2	19
1.6 Matriz de congruencia	22
1.7 Justificación	23
1.8 Horizonte temporal y espacial	26
1.9 Tipo de investigación	27
1.10 Alcance de investigación	28
1.11 Limitaciones	30
CAPÍTULO 2. EMPRESAS DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL	32

2.1 Generalidades de la industria petrolera	33
2.1.1 Estructura de la industria petrolera.....	33
2.1.2 Ciclo de negocios del sector upstream	36
2.1.3 Sector midstream, transporte y almacenamiento.....	37
2.1.4 Sector downstream, refinería y comercialización	38
2.1.5 Tipos de compañías petroleras	40
2.2 Contexto internacional de la industria petrolera	44
2.2.1 El mercado petrolero previo al origen de la OPEP	44
2.2.2 Creación y evolución de la OPEP	46
2.3 La industria petrolera en México.....	51
2.3.1 Efectos de la reforma energética.....	55
2.4 Producción del sector upstream 2014.....	58
2.4.1 Ingresos y utilidades del sector upstream 2014.....	59
2.4.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector upstream 2014.....	60
2.4.3 Desempeño ambiental del sector upstream 2014	63
2.5 Producción del sector upstream 2018.....	65
2.5.1 Ingresos y utilidades del sector upstream 2018.....	67
2.5.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector upstream 2018.....	69
2.5.3 Desempeño ambiental del sector upstream 2018	73
2.6 Producción del sector upstream 2022.....	74
2.6.1 Ingresos y utilidades del sector upstream 2022.....	76
2.6.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector upstream 2022.....	78
2.6.3 Desempeño ambiental del sector upstream 2022	82
CAPÍTULO 3. DESARROLLO SUSTENTABLE Y SUSTENTABILIDAD: UN MARCO REFERENCIAL.....	84
3.1 Desarrollo sustentable.....	85
3.2 Sustentabilidad	88
3.3 Economía ecológica.....	92
3.4 Impacto ambiental y su medición.....	92
3.5 La eficiencia y el desarrollo sustentable	94
3.6 Eco-eficiencia	95
3.6.1 Incentivos sobre la eco-eficiencia	96
CAPÍTULO 4. DATA ENVELOPMENT ANALYSIS. ELEMENTOS TEÓRICOS Y METODOLÓGICO.....	99
4.1 Antecedentes sobre eficiencia.....	100

4.1.1 Modelo de equilibrio general de los mercados.....	102
4.1.2 Eficiencia Debreu-Farrell, modelos de eficiencia débil	105
4.1.3 Eficiencia Pareto-Koopmans, modelos de eficiencia fuerte.....	107
4.1.4 Disposición fuerte y débil de los recursos.....	109
4.1.5 Disposición ambiental y gerencial de los recursos.....	110
4.1.6 <i>Bad outputs</i> y <i>bad inputs</i>	111
4.1.7 Eficiencia Técnica	112
4.1.8 Eficiencia asignativa	114
4.1.9 Eficiencia económica global	115
4.2 Estimación de la eficiencia	115
4.2.1 Alternativas metodológicas para la medición de eficiencia	116
4.2.2 Métodos no paramétricos	118
4.2.3 Métodos de no frontera	121
4.2.4 Métodos de frontera	122
4.2.5 Análisis envolvente de datos para el análisis determinístico de la eficiencia	124
4.5 Análisis dinámico de la eficiencia y productividad	127
4.5.1 Eficiencia y productividad	127
4.6 Atributos teóricos y metodológicos de DEA	130
4.6.1 Modelos DEA con rendimientos constantes a escala (CCR)	132
4.6.2 Modelos DEA con rendimientos variables a escala (BCC o VRS)	136
4.6.3 Modelos DEA con ineficiencias de escala (NIR).....	138
4.6.4 Los bad outputs en la medición de la eficiencia.....	139
4.6.6 Eficiencia y bootstrap.....	141
4.6.7 Análisis de holguras o slacks de las variables.....	142
4.6.7 Diferencia entre modelos débiles y fuertes de eficiencia	142
4.6.8 Benchmarking	145
4.7 Evaluación ambiental y operativa basada en DEA	146
4.7.1 Eficiencia operacional.....	147
4.7.2 Eficiencia ambiental y daños a escala (DTS).....	151
4.7.3 Diferencia entre RTS y DTS	154
4.7.4 Eficiencia unificada.....	155
4.7.5 Economías de escala unificadas y rendimientos a escala unificados	159
4.7.6 Escala de daños y daños a escala	162

CAPÍTULO 5. LA EFICIENCIA SUSTENTABLE. DESARROLLO TEÓRICO Y METODOLÓGICO.....164

5.1 DEA como herramienta de evaluación del desempeño	165
5.2 Ampliaciones de los modelos DEA.....	166
5.2.1 Tecnologías de referencia.....	167
5.2.1 Medidas de eficiencia.....	169

5.3 El carácter ambiental y económico de la eficiencia no radial unificada	171
CAPÍTULO 6. LA EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD EN LA INDUSTRIA PETROLERA: EVIDENCIA EMPÍRICA.....	175
6.1 Sustentabilidad	175
6.2 El rol del tipo de propiedad	176
6.3 DEA como herramienta de análisis de la industria petrolera y energética.....	177
6.4 Resultados y discusión sobre eficiencia y sustentabilidad	190
CAPÍTULO 7. APLICACIÓN METODOLÓGICA DE DEA RADIAL MODELO DÉBIL DE EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE	196
7.1 Selección de variables.....	197
7.2 Análisis estadístico del sector upstream de la industria petrolera	198
7.2.1 Indicadores de desempeño de las empresas del sector upstream de la industria petrolera.....	199
7.3 Eficiencia del sector upstream de la industria petrolera mediante DEA radial	202
7.3.1 Eficiencia técnica pura del sector upstream 2014, 2018 y 2022	203
7.3.2 Eficiencia asignativa del sector upstream 2014, 2018 y 2022	207
7.3.3 Eficiencia técnica pura sustentable del sector upstream 2014, 2018 y 2022	211
7.3.4 Eficiencia asignativa sustentable del sector upstream 2014, 2018 y 2022.....	215
7.3.5 Eficiencia económica del sector upstream 2014, 2018 y 2022	219
7.3.6 Eficiencia económica sustentable del sector upstream 2014, 2018 y 2022	222
CAPÍTULO 8. APLICACIÓN METODOLÓGICA DEA RAM MODELO FUERTE PARA LA MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE.....	228
8.1 Eficiencia operativa	229
8.1.1 Eficiencia operativa técnica	229
8.1.2 Eficiencia operativa asignativa.....	230
8.1.3 Eficiencia operativa económica	232
8.2 Eficiencia ambiental	232
8.2.1 Eficiencia ambiental técnica.....	233
8.2.2 Eficiencia ambiental asignativa.....	234
8.3 Eficiencia unificada.....	235
8.3.1 Eficiencia unificada técnica	236
8.3.2 Eficiencia unificada asignativa.....	238
8.3.3 Eficiencia unificada económica	239

8.4 Medición no radial de la eficiencia del sector upstream de la industria petrolera 2014	240
8.4.1 Eficiencia operativa del sector upstream de la industria petrolera 2014.....	242
8.4.2 Eficiencia ambiental del sector upstream de la industria petrolera 2014.....	245
8.4.3 Eficiencia unificada del sector upstream de la industria petrolera 2014.....	246
8.4.4 Eficiencia económica sustentable del sector upstream de la industria petrolera 2014..	247
8.5 Medición no radial de la eficiencia del sector upstream de la industria petrolera 2018	248
8.5.1 Eficiencia operativa del sector upstream de la industria petrolera 2018.....	249
8.5.2 Eficiencia ambiental del sector upstream de la industria petrolera 2018.....	252
8.5.3 Eficiencia unificada del sector upstream de la industria petrolera 2018.....	254
8.5.4 Eficiencia económica sustentable del sector upstream de la industria petrolera 2018..	255
8.6 Medición no radial de la eficiencia del sector upstream de la industria petrolera 2022.....	256
8.6.1 Eficiencia operativas del sector upstream de la industria petrolera 2022	259
8.6.2 Eficiencia ambiental del sector upstream de la industria petrolera 2022.....	260
8.6.3 Eficiencia unificada del sector upstream de la industria petrolera 2022.....	261
8.6.4 Eficiencia sustentable del sector upstream de la industria petrolera 2022.....	262
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	265
Conclusiones	266
Recomendaciones	271
REFERENCIAS.....	273
ANEXO 1: INPUTS Y OUTPUTS DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL.....	285

RELACIÓN DE TABLAS, GRÁFICAS Y FIGURAS

Índice de tablas

Tabla 1 Seis “SUPERMAJOR ” IOCS.....	41
Tabla 2 Top 10 de compañías petroleras por reservas y producción.....	43
Tabla 3 Enfoques para medir la eficiencia.	120
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los modelos DEA frente a otros modelos.....	126
Tabla 5 Aplicación de DEA como herramienta metodológica por área de aplicación.....	179
Tabla 6 Trabajos empíricos clasificación por enfoque.....	181
Tabla 7 Frecuencia de variables.	198
Tabla 8 Media y dispersión de indicadores de desempeño del sector <i>upstream</i>	200
Tabla 9 Eficiencia técnica pura del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.	205
Tabla 10 Eficiencia técnica pura del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022	206
Tabla 11 Eficiencia asignativa del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.	209
Tabla 12 Eficiencia técnica pura sustentable del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.....	213
Tabla 13 Eficiencia asignativa sustentable del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.....	217
Tabla 14Eficiencia económica del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.	220
Tabla 15 Eficiencia económica sustentable del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.	223
Tabla 16 Niveles de eficiencia radial 2014-2022.	227
Tabla 17 Medición de niveles de eficiencia no radial del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2014.	241
Tabla 18 Medición de niveles de eficiencia no radial del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2018.	251
Tabla 19 medición de niveles de eficiencia no radial del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera 2022.	258
Tabla A 1. Conglomerado de datos de las DMUs del sector <i>upstream</i> 2014, inputs y outputs.	286
Tabla A 2. Conglomerado de datos de las DMUs del sector <i>upstream</i> 2018, inputs y outputs.	287

Tabla A 3. Conglomerado de datos de las DMUs del sector upstream 2022, inputs y outputs.	288
Tabla A 4. Inputs y outputs Petrobras 2014-2022.	289
Tabla A 5. Inputs y outputs PEMEX 2014-2022.	289
Tabla A 6. Inputs y outputs Gazprom PJSC 2014-2022.	290
Tabla A 7. Inputs y outputs China Petroleum & Chemical 2014-2022.	290
Tabla A 8. Inputs y outputs Occidental Petroleum 2014-2022.	291
Tabla A 9. Inputs y outputs Novatek PJSC 2014-2022.	291
Tabla A 10. Inputs y outputs Indian Oil 2014-2022.	292
Tabla A 11. Inputs y outputs Lukoil Pjsc 2014-2022.	292
Tabla A 12. Inputs y outputs Qatar Energy 2014-2022.	293
Tabla A 13. Inputs y outputs Eni Spa 2014-2022.	293
Tabla A 14. Inputs y outputs Conocophillips 2014-2022.	294
Tabla A 15. Inputs y outputs Canadian Natural Resources 2014-2022.	294
Tabla A 16. Inputs y outputs Repsol Sa 2014-2022.	295
Tabla A 17. Inputs y outputs Eog Resources 2014-2022.	295
Tabla A 18. Inputs y outputs Pioneer Natural Resources Co 2014-2022.	296
Tabla A 19. Inputs y outputs Petrochina Co Co 2014-2022.	296
Tabla A 20. Inputs y outputs Aramco 2014-2022.	297
Tabla A 21. Inputs y outputs Exxon Mobil 2014-2022.	297
Tabla A 22. Inputs y outputs Ecopetrol Sa 2014-2022.	298
Tabla A 23. Inputs y outputs Chevron 2014-2022.	298
Tabla A 24. Inputs y outputs Oil & Natural Gas (India) 2014-2022.	299
Tabla A 25. Inputs y outputs Royal Dutch Shell Shs 2014-2022.	299
Tabla A 26. Inputs y outputs Rosneft Oil Co Pjsc 2014-2022.	300
Tabla A 27. Inputs y outputs Total Energies 2014-2022.	300
Tabla A 28. Inputs y outputs Statoil Asa 2014-2022.	301
Tabla A 29. Inputs y outputs Reliance Industries 2014-2022.	301
Tabla A 30. Inputs y outputs British Petroleum 2014-2022.	302
Tabla A 31. Inputs y outputs Suncor Energy 2014-2022.	302

Índice de gráficas

Gráfica 1 Top 20 de reservas petroleras por país del 2020.	10
Gráfica 2 Top 20 Países productores de petróleo 2020.	11
Gráfica 3 Histórico de producción petrolera internacional.	12
Gráfica 4 Consumo petrolero mundial.	13
Gráfica 5 Consumo energético 1990-2019.	15
Gráfica 6 Consumo gas natural 1990-2019.	16
Gráfica 7. Ranking mundial de las empresas de gas y petróleo en 2020, según ingresos (en miles de millones de dólares).	42
Gráfica 8 Top 20 de reservas petroleras por país del 2020.	49
Gráfica 9. Top 20 Países productores de petróleo 2020.	50
Gráfica 10 Producción de petróleo y gas natural 2014.	58
Gráfica 11 Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2014.	59
Gráfica 12 Capex y Opex 2014.	61
Gráfica 13 Pozos vs número de empleados 2014.	62
Gráfica 14 Proporción de CAPEX/OPEX de las empresas del sector <i>upstream</i> 2014 63	63
Gráfica 15 Emisiones CO2 toneladas métricas 2014.	64
Gráfica 16 Precios de gas natural 2014-2022.	65
Gráfica 17 Producción petróleo/gas 2018.	66
Gráfica 18 Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2018.	68
Gráfica 19 Capex y Opex 2018.	70
Gráfica 20 Proporción CAPEX/OPEX de las empresas del sector <i>upstream</i> 2018.	71
Gráfica 21 Pozos vs número de empleados 2018.	72
Gráfica 22 Emisiones CO ₂ toneladas métricas 2018.	73
Gráfica 23 Producción petróleo/ gas 2022.	75
Gráfica 24 Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2022.	77
Gráfica 25 Capex y Opex de las empresas del sector <i>upstream</i> 2022.	79
Gráfica 26 Proporción Capex/ Opex de las empresas del sector <i>upstream</i> 2022 81	81
Gráfica 27 Pozos vs número de empleados 2022.	82
Gráfica 28 Emisiones CO ₂ toneladas métricas 2022.	83

Gráfica 29 Estructura de la eficiencia unificada.....	158
Gráfica 30 Eficiencia asignativa del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.	210
Gráfica 31 Eficiencia técnica pura sustentable del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022. ..	214
Gráfica 32 Eficiencia asignativa sustentable del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.....	218
Gráfica 33 Eficiencia económica del sector <i>upstream</i> 2014, 2018 y 2022.....	221
Gráfica 34 Eficiencia económica sustentable 2014, 2018 y 2022.....	224
Gráfica 35 medición de eficiencia DEA no radial 2014.....	242
Gráfica 36 Eficiencia operativa 2014.	244
Gráfica 37 Eficiencia ambiental 2014.	245
Gráfica 38 Eficiencia unificada 2014.	247
Gráfica 39 Eficiencia unificada 2014.	248
Gráfica 40 Medición de eficiencia DEA no radial 2018	249
Gráfica 41 Eficiencia operativa 2018.	252
Gráfica 42 Eficiencia ambiental 2018.	253
Gráfica 43 Eficiencia unificada 2018.	255
Gráfica 44 Rendimiento económico 2018.....	256
Gráfica 45 Medición de Eficiencia DEA no radial 2022.....	257
Gráfica 46 Eficiencia operativa 2022.	259
Gráfica 47 Eficiencia ambiental 2022.	260
Gráfica 48 Eficiencia unificada 2022.	262
Gráfica 49 Rendimiento económico 2022.....	263
Gráfica 50 Cambios en los niveles de eficiencia radial y no radial.....	264

Índice de figuras

Figura 1. Distribución del mercado internacional de la producción del sector <i>upstream</i> internacional 2007 y 2019.	14
Figura 2. Descripción de variables.	20
Figura 3. Operaciones de la industria petrolera.....	34
Figura 4. Países miembros de la OPEP (año de ingreso).	48
Figura 5 Eficiencia Farrel-Debreu y Pareto-Koopman.....	108
Figura 6. Tipos de eficiencia.	115
Figura 7. Métodos para la medición de la eficiencia.....	117
Figura 8 Productividad y eficiencia.....	129
Figura 9. Metodología DEA.	131
Figura 10 Proyección del modelo aditivo en los rendimientos constantes a escala.	143
Figura 11 Clasificaciones de los modelos DEA.	166
Figura 12 Propuesta de mediciones de la eficiencia DEA radial y DEA no radial.	174

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 los cuáles 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 refiere 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 (Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público, 2019).

Productividad: Relación entre la producción obtenida por un sistema de producción o servicios y los recursos utilizados para obtenerlas (Prokopenko, 1997).

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).

SIGLARIO

Art.	Artículo.
BP	<i>British Petroleum</i>
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 Envoltante de Datos.
DMU	Unidad de Toma de Decisiones (<i>Decision Making Unit</i>).
EA	Eficiencia Ambiental.
EE	Eficiencia Económica.
EEs	Eficiencia de Escala.
EE. UU	Estados Unidos de América.
EO	Eficiencia Operativa.
EP	Exportación y Producción.
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria.
ETG	Eficiencia Técnica Global.
ETP	Eficiencia Técnica Pura.
EU	Eficiencia Unificada
FRD	<i>Free Resource Disposal</i>
IEA	Agencia Internacional de Energía.
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.
RAM	<i>Range Arangement Measure</i>
RU	Reino Unido.
SEC	<i>Securities and Exchange Commission.</i>
SENER	Secretaría de Energía.
SNT	Sistema Nacional de Transparencia.
SRD	<i>Strong Resource Disposal</i>
USD	Dólar estadounidense.
WRD	<i>Weak Resoucse Disposal</i>

RESUMEN

En los últimos años el desempeño del sector *upstream* de la industria petrolera mundial ha aumentado más en su producción de gas que de petróleo y ha logrado reducir sus emisiones de CO₂, manteniendo la cantidad de empleados y el aumento en sus ingresos. El petróleo y el gas son productos estratégicos de la industria, ya que son los insumos principales para la generación de energía y la producción de combustibles. Esta investigación tiene como objetivo identificar cuáles son las principales variables que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022. Los fundamentos teóricos se apoyan en las perspectivas teóricas sobre la eficiencia, a través de modelos no paramétricos, y la eficiencia sustentable. La metodología utilizada en este trabajo es el Análisis Envolvente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés), a través de la cual se analizaron dimensiones técnicas, asignativas y económicas haciendo uso de modelos radiales y modelos aditivos de ajuste de rango con consideraciones sustentables. Los resultados sugieren que el consumo de petróleo se redujo marginalmente de manera global. Adicionalmente, se destaca que las empresas que transitaron a la producción de gas, bajaron sus emisiones de CO₂ y aumentaron sus ingresos y ganancias, observando mejores niveles de eficiencia económica y eficiencia económica sustentable.

Palabras clave: Sector *upstream* de la industria petrolera, DEA, eficiencia económica, eficiencia económica sustentable, modelos radiales, modelos aditivos de ajuste de rango.

ABSTRACT

In recent years, the performance of the upstream sector of the global oil industry has increased more in its gas production than in oil and has managed to reduce its CO₂ emissions while maintaining the number of employees and increasing its revenues. Oil and gas are strategic products of the industry, as they are the main inputs for energy generation and fuel production. This research aims to identify the main variables that determined the sustainable economic efficiency of the upstream sector of the global oil industry during the period 2014-2022. The theoretical foundations are based on theoretical perspectives on efficiency, through non-parametric models, and sustainable efficiency. The methodology used in this work is Data Envelopment Analysis (DEA), through which technical, allocative, and economic dimensions were analyzed using radial models and additive models of range adjustment with sustainable considerations. The results suggest that oil consumption has marginally decreased globally. Additionally, it is highlighted that companies that transitioned to gas production reduced their CO₂ emissions and increased their revenues and profits, demonstrating better levels of economic efficiency and sustainable economic efficiency.

Keywords: *Upstream sector of the oil industry, DEA, economic efficiency, sustainable economic efficiency, radial models, additive range adjustment models.*

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 principal producto para el abastecimiento energético del mundo y la industria es crítica para el diseño de proyectos de nación y planes de desarrollo de las economías, ya que genera un alto nivel de ingresos y es necesario 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 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 de este producto (Salgado, 2017). Aunado a la crisis petrolera global, Lajous (2008), menciona que la industria petrolera mexicana se enfrenta a una coyuntura crítica, debido a que en México ya terminó la fase expansiva del ciclo de producción de petróleo crudo, cuyo inicio se dio en 1996.

Existen presiones de orden nacional e internacional para 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 el uso y explotación de 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 por otra parte 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 dióxido de carbono (CO₂) y de gases de invernadero¹, con el objetivo de revertir los efectos de la actividad humana en el medio ambiente y reducir el aumento de la temperatura global (Organización de Naciones Unidas, 2015). La Agencia Internacional de Energía (IEA) 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 al 50% (IEA, 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. Es necesario que las economías y las organizaciones participantes empleen sus recursos eficientemente para lograr obtener el

¹ Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) son componentes gaseosos de la atmósfera, naturales y resultantes de la actividad humana, que absorben y emiten radiación infrarroja. Esta propiedad causa el efecto invernadero. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático reconoce seis: bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, 2024).

mayor beneficio posible, pero cubriendo las restricciones ambientales bajo la consideración de que no todas las economías tienen el mismo desempeño tecnológico y fuentes de capital para llevar a cabo proyectos que involucren la explotación de fuentes de energía más limpias o mediante las mejores prácticas. Es 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*² de la industria petrolera de las principales empresas productoras 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 2021, previo a la apertura a la explotación de los yacimientos a empresas privadas nacionales y extranjeras. Se realiza la comparación entre los principales países productores de petróleo y gas natural, para identificar el efecto que tuvieron los cambios en la eficiencia técnica sustentable (ETs) y la eficiencia asignativa (EA), la eficiencia económica (EE), tomando en consideración los elementos para reducir las externalidades negativas en el ambiente, como las emisiones de CO₂, identificando las naciones con mejor desempeño en cada periodo y utilizándolas como referencia para evaluar al resto y determinar si condicionan el nivel de rendimientos de las empresas petroleras del sector *upstream*.

Es evidente la importancia de evaluar los cambios que han afectado la eficiencia de PEMEX en el sector industrial *upstream*, y de identificar cuál es su desempeño económico y sustentable en referencia con las principales empresas petroleras, y determinar si los objetivos de las empresas se lograron por cambios en los outputs o derivados de los cambios en su gestión de los productos no deseados. Este trabajo evalúa estas condiciones para el sector industrial en general y para cada unidad de toma de decisiones (DMU, por sus siglas en

² Sector de la industria petrolera encargada de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas. El sector *midstream* se encarga de la logística y de la distribución de crudo y productos refinados. El sector *downstream* realiza las transformaciones mediante refinerías para obtener productos derivados del petróleo como los combustibles (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2012).

inglés, *Decision Making Unit*), que corresponde a los resultados del sector *upstream* de la industria petrolera de cada una de las empresas seleccionadas para esta investigación.

Mediante la metodología DEA, con un enfoque no paramétrico, esta investigación analiza en unidades físicas el desempeño de los principales países productores de petróleo, para determinar los niveles de eficiencia económica sustentable de cada una. Basado en los modelos propuestos por Banker *et al.*, (1984) y Lo *et al.*, (2001), en los cuales se consideran rendimientos variables a escala. DEA proporciona análisis de *slacks*³, mediante el cual se pueden analizar las causas del distanciamiento hacia la frontera eficiente de aquellas empresas que presentan ineficiencia y que no permitieron la maximización de los rendimientos, contando con el mínimo impacto ambiental. Adicionalmente se presenta el *benchmarking*⁴, en el cual se determinan aquellos países que en cada periodo fueron los referentes de comportamiento eficiente.

Enseguida, se realiza la aplicación del DEA aditivo no radial para la medición de eficiencia, en donde se plantea que se puede realizar la medición del desempeño eficiente económico mediante la generación de rangos. Éste maximiza la cantidad de *output* y se minimiza por separado el empleo de *inputs*, para después determinar si cada empresa está logrando tanto la reducción de sus costos como la maximización de sus beneficios. DEA RAM permite construir la frontera de los productos no deseados, mediante funciones que consideran la producción del producto no deseado, en relación a los *inputs* y *outputs* empleados. Finalmente, se analiza si las dimensiones de las empresas corresponden al nivel de contaminación que producen, o si por el contrario, han logrado aumentar su producción reduciendo su impacto ambiental, este análisis contempla, tanto el desempeño en unidades físicas como en unidades monetarias. Ambas dimensiones realizan el cálculo de la eficiencia económica sin y con restricciones ambientales.

El contraste entre los modelos DEA radial y DEA no radial aporta a la exactitud en la que se contempla el desempeño económico de las empresas. Los resultados de esta investigación

³ Aquellas holguras resultantes de cada unidad estudiada respecto a la frontera eficiente donde se ubican las mejores prácticas, donde dependiendo la orientación de los modelos se puede diferenciar si la holgura se debe a la falta de productos (*outputs*), al excedente de insumos (*inputs*), o ambas circunstancias (Charnes y Cooper, 1984).

⁴ Referencia obtenida mediante la definición de las mejores prácticas, en el caso del uso de DEA estas serán aquellas que se encuentran en la frontera eficiente (Charnes y Cooper, 1984).

sugieren que ambas metodologías son robustas y con sus diferentes herramientas de análisis permiten contemplar el desempeño del sector *upstream* de la industria petrolera mundial, a partir de sus resultados económicos, de su impacto ambiental y del desarrollo tecnológico. Los resultados también describen cómo algunas de las empresas analizadas han logrado volverse referentes en condiciones económicas complejas, y a pesar de ello han alcanzado sus objetivos sustentables mientras aumentan su producción y sus beneficios económicos. El estudio aprovecha las bondades de ambos modelos y busca el manejo de los resultados de los modelos radiales, y la optimización y precisión la ofrece el modelo aditivo.

Se buscó determinar las principales razones por las cuales las empresas que operan en el sector *upstream* de la industria petrolera mundial muestran diferentes niveles de desempeño en su producción y en sus resultados económicos que se derivan del modo en que emplean sus insumos. Se contrastaron diferentes herramientas metodológicas con el objetivo de presentar resultados robustos y además de poder detallar sobre las empresas si estas están logrando solo sus objetivos productivos, o si derivado de su gestión logran disminuir su impacto negativo en su entorno, si ha logrado incrementar sus niveles de eficiencia con el tiempo y finalmente si esto les ha permitido mantenerse rentables.

La investigación finalmente muestra que la diversificación de la producción entre petróleo y gas natural, le permitió a las empresas petroleras mejorar sus niveles de eficiencia, aumentar sus fuentes de ingreso y ganancias, y específicamente demuestra que las empresas que proporcionalmente aumentaron su producción de gas natural desde el 2014 además de mostrar altos niveles de eficiencia también mostraron los mejores resultados en su carácter sustentable, esto es reduciendo sus impactos negativos, aumentando su producción en ingresos y mostrando el desempeño eficiente más rentable.

En el capítulo 1 se describe el contexto que atraviesan las principales empresas productoras de petróleo y gas, donde se expone los cambios en el consumo energético, mientras que la demanda por combustibles fósiles presenta una transición que favorece el consumo de gas natural y la participación cada vez más incipiente de fuentes de energía alternativas (más limpias y renovables) sobre las de origen fósil. Enseguida, se presentan la pregunta de investigación, el objetivo y la hipótesis de este trabajo, con la finalidad de analizar cómo se obtuvieron los niveles eficiencia económica del sector *upstream* de la industria petrolera

mundial, derivado de los rendimientos técnicos, asignativos e incorporando una perspectiva sustentable.

En el capítulo 2 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 la exploración y la producción dentro del sector *upstream* de la industria petrolera. Adicionalmente, se enumeran las principales empresas productoras de petróleo y gas para conocer su trayectoria, características y alcance de sus operaciones.

En el capítulo 3 se muestran los conceptos bases sobre desarrollo sustentable, sustentabilidad y se desarrolla la discusión que existe sobre la incorporación de los objetivos sustentables en la productividad y eficiencia de las empresas. Es importante reconocer cómo las empresas pueden alcanzar objetivos económicos atendiendo las presiones ambientales y sociales, pues representa un costo adicional sobre sus operaciones, por lo que es relevante determinar si existen estímulos para que incurran en ellos. Además, es necesario conocer cómo afecta la incorporación de objetivos sustentables a su planificación a mediano y largo plazo en la industria petrolera.

En el capítulo 4 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 la metodología DEA. En esta sección se exponen las perspectivas teóricas sobre eficiencia que proporcionan sustento a los conceptos empleados para responder a la pregunta de investigación y también se define el alcance de la investigación para explicar e interpretar los resultados y falsear de manera adecuada la hipótesis propuesta.

En el capítulo 5 se explora el avance teórico y metodológico del DEA, donde se analizan las DMUs que desempeñan la misma función, transformando insumos para obtener productos. Se especifica como se ha empleado DEA para la medición más precisa, en consideración de

los resultados no deseados o *bad outputs*, su orientación y su tipo de rendimientos. Además, se describe cómo DEA se ha empleado en temas ambientales y sustentables dentro de la industria energética y extractiva, empleando nuevas técnicas ha ayudado a comprender mejor el desempeño de las DMUs, y como se complementan entre sí. Además se muestran cómo los conceptos de eficiencia ambiental, operacional y unificada se complementan y permiten analizar la eficiencia sustentable de las empresas desde su aspecto técnico, asignativo y económico, mediante el empleo adecuado de los insumos, productos y productos no deseados.

El capítulo 6 describe el concepto de sustentabilidad y lo vincula con la metodología DEA. Además, muestra una lista de los trabajos empíricos que han medido la eficiencia del sector energético a través de esta metodología, incluyendo los conceptos de eficiencia, productividad y daño ambiental. Finalmente, se exponen los argumentos de la importancia de vincular los conceptos de eficiencia, sostenibilidad y sustentabilidad a los trabajos que analizan la industria petrolera.

En el capítulo 7 se muestra la metodología necesaria para calcular los niveles de eficiencia técnica, eficiencia asignativa, eficiencia técnica sustentable, eficiencia asignativa sustentable, eficiencia económica y eficiencia económica sustentable, mediante el empleo vectorial de DEA. Se expone después la contrastación entre los resultados de ambas metodologías, se distinguen las diferencias y se analizan las similitudes que permitan realizar las generalizaciones adecuadas.

En el capítulo 8 se observan los resultados del modelo de medición de eficiencia no radial DEA RAM, que calcula los niveles de eficiencia operativa, ambiental y unificada de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera. Con la finalidad que el carácter de los resultados represente el desempeño sustentable de las DMUs, donde cada unidad analizada logra un desempeño eficiente, reduciendo el consumo de insumos, aumentando la producción y reduciendo la proporción de contaminación que se genera, mediante una combinación adecuada de factores de producción, una producción física eficiente con resultados monetarios adecuados y generando la menor cantidad de emisiones y costes adicionales. Por lo tanto, para cada modelo de eficiencia DEA RAM se consideró la evaluación técnica, asignativa y en consecuencia económica de cada DMU. Ante esta consideración se realiza el

supuesto que las unidades de toma de decisiones que son referentes eficientes técnicos, asignativos y económicamente de manera unificada son aquellas que son eficientes de forma económica y sustentable.

Finalmente, se tienen las conclusiones y recomendaciones de la presente investigación.

CAPÍTULO 1

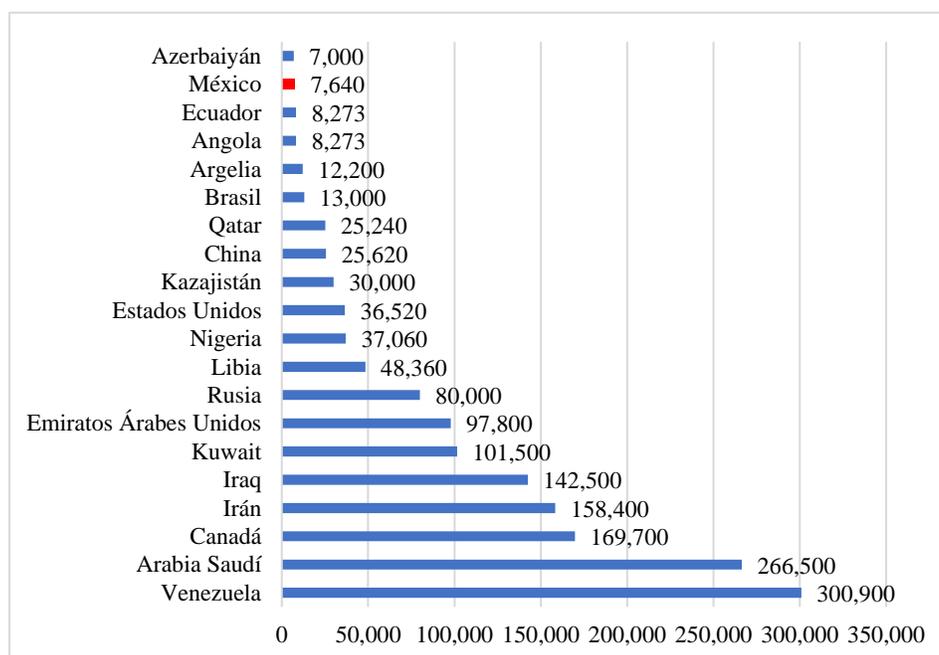
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En esta sección se describe el contexto que atraviesan las principales empresas productoras de petróleo y gas, donde se expone los cambios en el consumo energético, mientras que la demanda por combustibles fósiles presenta una transición que favorece el consumo de gas natural y la participación cada vez más incipiente de fuentes de energía alternativas (más limpias y renovables) sobre las de origen fósil. Enseguida, se presentan la pregunta de investigación, el objetivo y la hipótesis de este trabajo, con la finalidad de analizar cómo se obtuvieron los niveles eficiencia económica del sector *upstream* de la industria petrolera mundial, derivado de los rendimientos técnicos, asignativos e incorporando una perspectiva sustentable.

1.1 Contexto internacional del sector *upstream* y de la industria petrolera

Las OICs y las NOCs que participan en la industria petrolera mundial, 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 crudo y gas natural. Las diferencias estructurales de las empresas que operan dentro del sector obtienen diferentes resultados en la recuperación de reservas petroleras y en cómo se explotan los yacimientos que se encuentran en operación (Banco Mundial, 2018).

Gráfica 1 Top 20 de reservas petroleras por país del 2020.



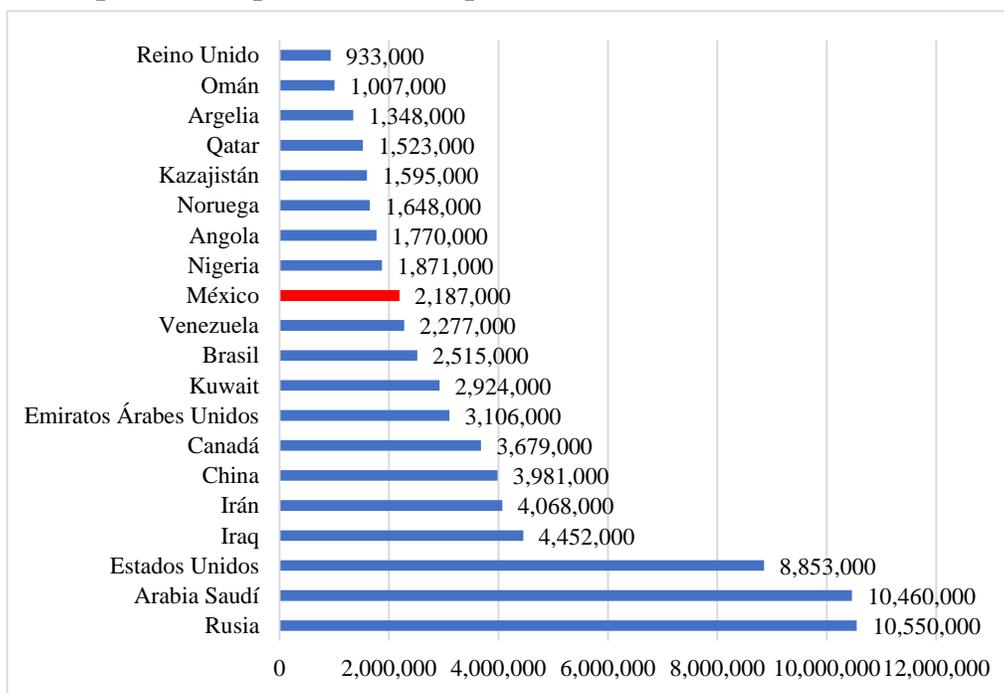
Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2020).

Los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) son Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Qatar, Argelia, Angola y Ecuador, a estos 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) pero opera una menor variedad de empresas, entre las que destaca la operación de Aramco en Arabia Saudita.

Pocos países mantienen los derechos sobre sus reservas con las NOCs en su forma más pura, y 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 las obligaciones de la producción obtenida (Hartley y Medlock, 2011). En este trabajo, se plantean modelos que permitan comparar el rendimiento de la empresas independientemente de su configuración de propiedad y tamaño, donde se evalúa de manera homogénea los multi-insumos y multi-productos de la diferentes empresas del sector.

Gráfica 2 Top 20 Países productores de petróleo 2020.



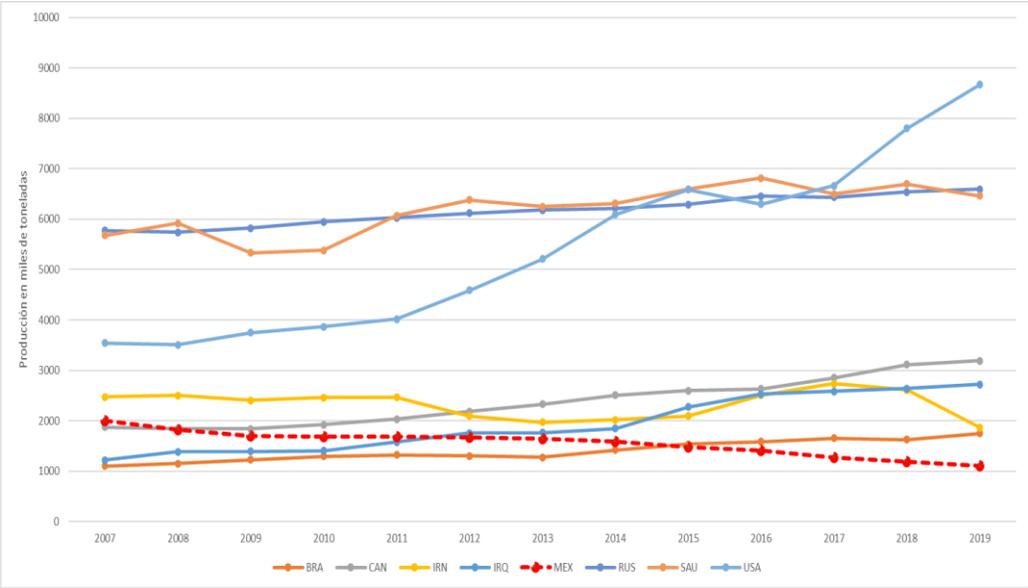
Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2020).

En la gráfica 2 los países miembros de la OPEP solo son responsables del 47.77%. Países como Venezuela, que aún 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 es representativo entre los principales países productores (BM, 2018).

En el caso de México se puede apreciar una *ratio* considerable entre el lugar que ocupa con sus reservas petroleras y el que ocupa como país productor. Es importante mencionar que, a diferencia del resto de los países que mantiene una 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, 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.

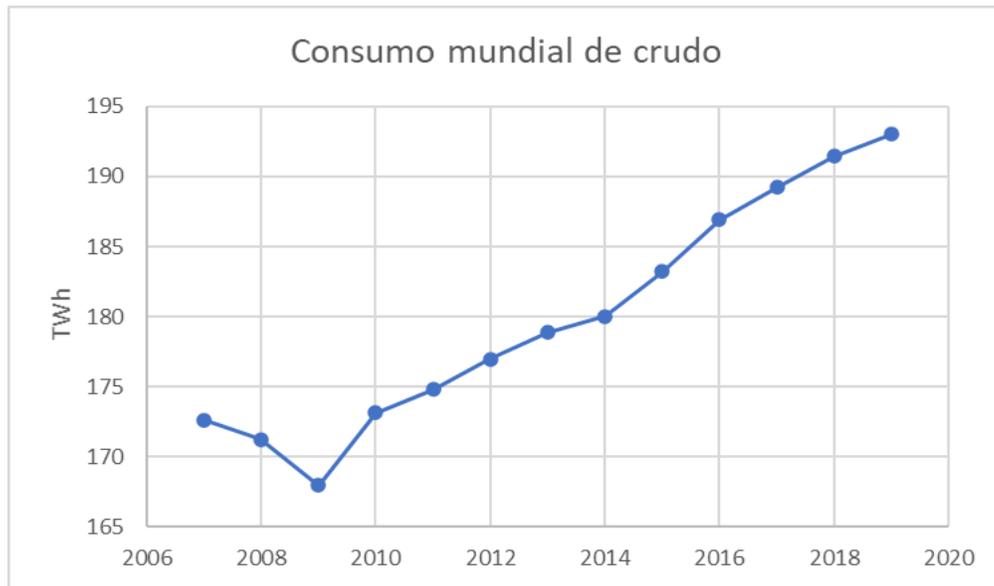
Gráfica 3 Histórico de producción petrolera internacional.



Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2020).

De los países analizados, México se muestra como uno de los menos representativos en la producción petrolera mundial, en comparación con los países mencionados en la gráfica 8, y muestra la caída más relevante de la producción, llegando a niveles de producción de Venezuela y Libia, que consistentemente se mostraron como los países con la producción relevante más baja. Esto sucede mientras el consumo mundial de crudo mantiene una tendencia a la alza desde el 2010 pasando de 48,087 TWh a 53,620 TWh en 2019, lo cual quiere decir que, México no está aprovechando la expansión del mercado (British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2020).

Gráfica 4. Consumo de petróleo a nivel mundial.

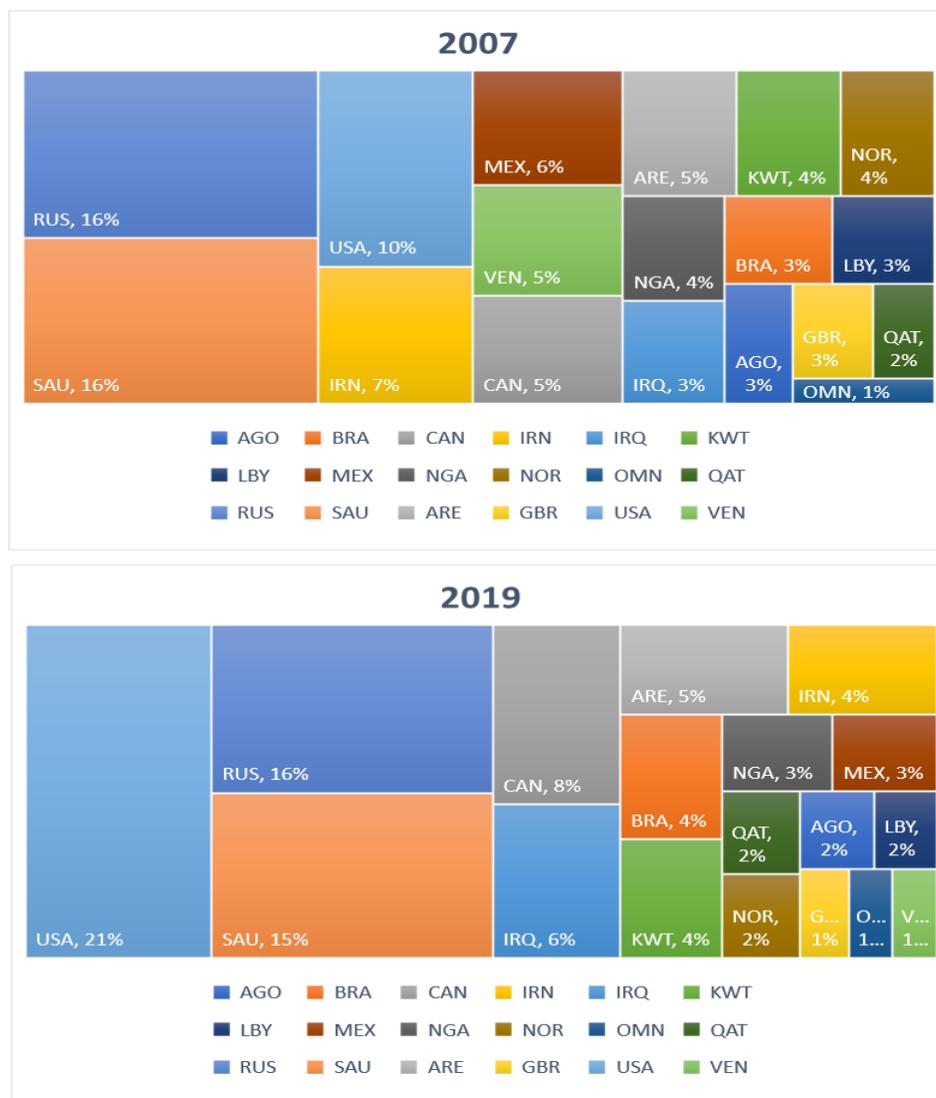


Fuente: Elaboración propia, con base en el BP (2020).

En la gráfica 4, se expone el aumento del consumo, siendo éste la principal causa del crecimiento del mercado. Entre los 15 principales países productores de petróleo solo 8 han logrado aprovechar dicha situación para aumentar su producción y luego colocarla en los países importadores de crudo y gas. Estos países mantienen un abasto doméstico estable y muestran exportaciones netas positivas, además de un aumento en su participación internacional (*British Petroleum*, 2020).

La figura 1 expone la evolución porcentual que le corresponde a cada país sobre su participación en el mercado internacional, y revela que México ha reducido a la mitad su relevancia en el mercado internacional colocando menor producción en los mercados foráneos, y se encuentra dentro del grupo de países que han padecido el mismo comportamiento (IEA, 2020).

Figura 1. Distribución del mercado internacional de la producción del sector *upstream* internacional 2007 y 2019.

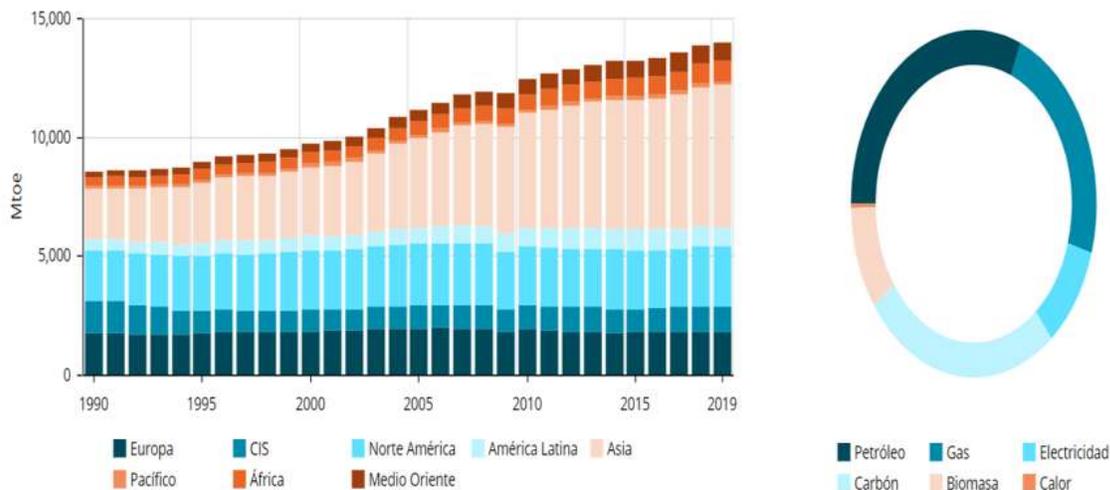


Fuente: Elaboración propia, con base en *International Energy Agency* (2020).

En el panorama global Estados Unidos (EE. UU.) se muestra como la economía que tiene la mayor participación, ya que duplicó su participación de 2007 a 2019; esto se puede explicar debido a varias razones, por ejemplo, los hallazgos de yacimientos en Alaska, la expansión de actividades en el Golfo de México y la reducción de regulación que el gobierno norteamericano ha implementado. La figura 1 muestra que países como Rusia y Arabia

Saudita se han mantenido con la misma proporción de participación en ese periodo (IEA, 2020).

Gráfica 5. Consumo energético 1990-2019.



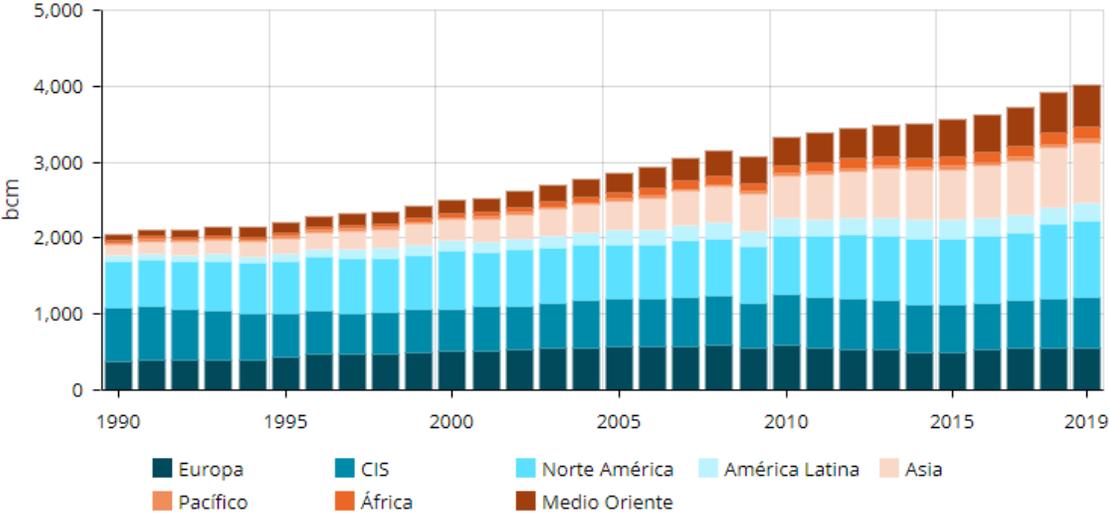
Fuente: Enerdata, anuario estadístico mundial de energía (2020).

En la gráfica 5 se puede observar que el crecimiento del consumo energético mundial se ralentizó en 2019 (+0,6 %) respecto del promedio del 2% anual observado en el periodo comprendido entre 2000 y 2018, en un contexto de desaceleración económica (Enerdata, 2020). La combinación de combustibles sigue dominada por combustibles derivados del petróleo y un aumento consistente del gas, que es el combustible con mayor crecimiento en relación al resto de fuentes de energía, siendo del 3.2% en el periodo de 2019-2020 (IEA, 2021), mientras que el petróleo tuvo una descenso del 0.7%.

El primer consumidor energético del mundo desde 2009 es China, y su consumo aumentó a un ritmo más lento que en años anteriores (3.2%). Por su parte, en Rusia aumentó 1.8 % y en la India aumentó un escaso 0.8 %. El consumo energético bajó en casi todos los países de la OCDE, incluidos EE.UU. (-1 %), la UE (-1,9 %), Japón (-1,6 %), Canadá y Corea del Sur. Australia fue la única excepción, consignando un crecimiento del 6.3 % (propiciado por el desorbitado consumo de gas de las centrales de GNL), muy por encima de su promedio histórico. El consumo continuó su tendencia dinámica en Indonesia y Argelia, y siguió aumentando en Arabia Saudita, Nigeria y Sudáfrica, pero descendió en Latinoamérica (permaneciendo estable en Brasil y con un ligero descenso en México).

Se prevé que la demanda mundial de energía aumente un 4.6% en 2021, compensando la contracción del 4% en 2020 y empujando la demanda un 0,5% por encima de los niveles de 2019. Casi el 70% del aumento proyectado de la demanda mundial de energía se encuentra en los mercados emergentes y las economías en desarrollo, donde se prevé que la demanda aumente un 3,4% por encima de los niveles de 2019 (IEA, 2021). También se pronostica que la demanda de gas natural crezca durante 2021, impulsada por el aumento de la demanda en Asia, Oriente Medio y Rusia. Se espera que esto ponga la demanda global más de un 1% por encima de los niveles de 2019 (IEA, 2021), en la gráfica 6 se puede la tendencia al alza en el consumo de dicho combustible.

Gráfica 6. Consumo gas natural 1990-2019.



Fuente: Enerdata, anuario estadístico mundial de energía (2020).

En diciembre de 2018, la OPEP y Rusia acordaron reducir conjuntamente la producción de crudo para propiciar un descenso de los precios del petróleo y contener la saturación global. En virtud de este acuerdo con la OPEP (celebrado en enero de 2019, y ampliado y reforzado en 2020), la producción de crudo cayó un 4.9 % en Arabia Saudita y se estabilizó en Rusia (0.8%), mientras que Nigeria continuó incrementando su producción (4.8 %). Los precios internacionales se estabilizaron, pero permanecieron por debajo de los niveles de 2018 (-10% en el caso del Brent, a 64 USD/barril), ya que la producción de crudo en EE.UU experimentó un nuevo récord (11%) gracias al auge de la producción no convencional (principalmente en la Cuenca Pérmica) y a la canalización de nuevos proyectos. Este pico en la producción de

petróleo estadounidense aumentó la ventaja del país respecto de Arabia Saudita (produciendo un 37% más de petróleo que Arabia Saudita en 2019) (OPEP, 2019), pero con las consecuencias de un descenso en los precios del 10.5%.

1.2 Planteamiento del problema

Los cambios en la demanda petrolera obedecen a las variaciones en la preferencia de combustibles por diversos objetivos, entre los destacan aquellos orientados a la sustentabilidad y a la reducción del deterioro ambiental, a la disponibilidad de los recursos necesarios para su obtención y a la explotación de la infraestructura preexistente. Ahora existen empresas multinacionales (EMN) del sector *upstream* que están aprovechando esta transición en combustibles para modificar su operación, controlar su extracción de petróleo, favorecer la extracción y distribución de gas para aumentar sus rendimientos; aprovechando el aumento en consumo de gas, pero también propiciando que el precio del crudo se mantenga estable y por encima de los costos de extracción y distribución, afectando lo menos posible al medio ambiente (OPEP, 2020).

Por lo tanto, aquellas empresas que producen de manera eficiente fueron las que lograron obtener mayores ingresos de los productos que colocaron en el mercado. Éstas redujeron los costos en los insumos necesarios y en la combinación óptima de éstos, que proporciona aumentos en la productividad, al mejorar sus niveles de eficiencia y aprovechando tecnología⁵ disponible para el sector industrial, al mejor precio posible y con el menor impacto ambiental. Se espera que, aquellas empresas que logran aprovechar su progresión tecnológica y obtienen niveles crecientes de su eficiencia, sean las que mejoran su productividad en el tiempo. Esto significa un crecimiento en la producción y un desarrollo del sector *upstream* de la industria petrolera a mediano y a largo plazo (IEA, 2020).

La industria petrolera muestra un desempeño diferente entre las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera mundial. Por un lado, existen algunas empresas que muestran un aumento en su producción, debido a niveles crecientes de eficiencia económica y a la

⁵ Concepto neoclásico de combinación de factores de producción de capital y de trabajo.

aplicación adecuada de su combinación tecnológica, que a su vez les permite aumentar su productividad a través de tiempo. Se espera que estas empresas tengan un crecimiento en su producción, sus ingresos y sus ganancias. Por otro lado, hay empresas que muestran niveles diferentes de eficiencia que ponen en riesgo su integridad dentro del mercado al emplear de manera inadecuada sus factores de producción, cuyo efecto les genera una producción por debajo del resto de las empresas con las que compiten. Estas empresas generan productos no deseados que muestran un nivel de eficiencia menor y no gestionan y aprovechan un rendimiento más sustentable, que empaten los objetivos económicos con los de impacto ambiental. Para analizar dicho problema y proponer estrategias de solución, este trabajo plantea a continuación las preguntas generales y específicas de investigación.

1.3 Pregunta general de investigación

¿Cuáles fueron las principales variables que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022?

1.3.1 Pregunta específica 1

¿Cuáles fueron las variables más relevantes que influyeron en los niveles de eficiencia técnica del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022?

1.3.2 Pregunta específica 2

¿Cuáles fueron los agentes más importantes que influenciaron los niveles de eficiencia *asignativa* del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022?

1.4 Objetivo general de investigación

Identificar cuáles fueron las principales variables que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

1.4.1 Objetivo específico 1

Identificar cuáles fueron las variables más relevantes que influyeron en los niveles de eficiencia técnica del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

1.4.2 Objetivo específico 2

Identificar cuáles fueron los agentes más importantes que influenciaron los niveles de eficiencia *asignativa* del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

Como respuesta tentativa a la pregunta de investigación, este trabajo propone la siguiente hipótesis:

1.5 Hipótesis general de investigación

Los niveles de eficiencia técnica sustentable y de eficiencia asignativa sustentable fueron los principales factores que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

1.5.1 Hipótesis específica 1

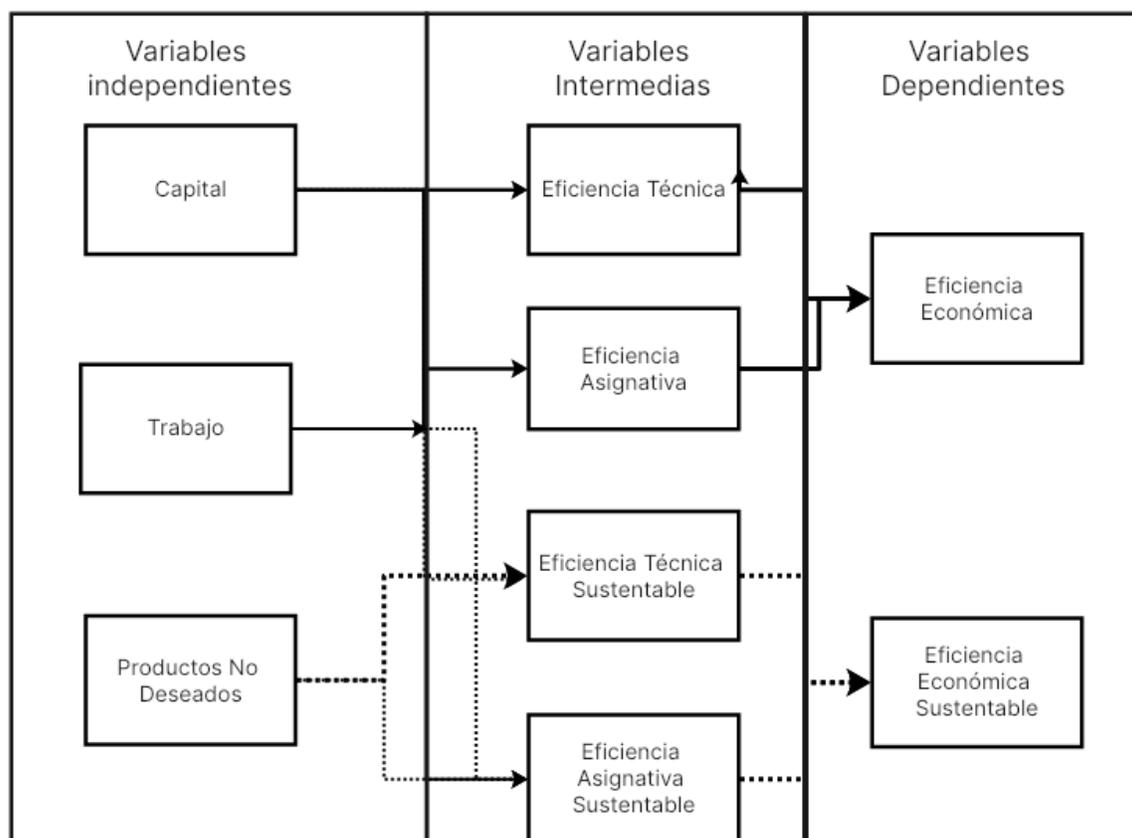
El capital, el trabajo y los productos no deseados fueron las variables más relevantes que influyeron en los niveles de eficiencia técnica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

1.5.2 Hipótesis específica 2

Los gastos en capital, los gastos operativos y los costos contingentes fueron los agentes más importantes que influenciaron sobre la eficiencia asignativa sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.

Es pertinente mencionar que el problema que atiende esta hipótesis está definido dentro de los conceptos de eficiencia de Farrell (1957) y en consideración de las variables sobre sostenibilidad en el cual se establece la siguiente relación entre variables.

Figura 2. Descripción de variables.



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

La eficiencia muestra en qué medida la unidad productiva analizada está extrayendo el máximo rendimiento de los recursos a su disposición (Banker *et al.*, 1986). Para comprender y medir la eficiencia se requiere definir los siguientes conceptos:

La eficiencia económica sustentable: está 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) con el mayor margen de ganancias, una vez atendidos los costos contingentes y de impacto ambiental (DeSimone y Popoff, 2000).

Eficiencia asignativa sustentable: Bosch (1999), señala que la eficiencia se logra 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. Ésta se emplea mediante los valores económicos de las unidades utilizadas.

Eficiencia Técnica: Es aquella en la que un incremento en cualquiera de los *outputs*, exige una reducción en al menos alguno de los remanentes, o exige el incremento de alguno de los *inputs*, o bien, en la que la disminución de un *input* exige, al menos, el aumento de algún otro o la disminución de algún *output* (Koopmans, 1951), reduciendo las externalidades negativas o *bad outputs*.

Capital: Factor de producción que engloba los recursos, bienes y valores disponibles para satisfacer una necesidad o llevar a cabo una actividad definida. Cualquiera de estos tres puede generar una ganancia particular denominada renta (Pindyck y Rubinfeld, 1995).

Trabajo: El trabajo es uno de los factores de producción junto con el capital, la tierra y la tecnología. Así, consiste en el esfuerzo humano puesto en la producción y venta de bienes y servicios (Roldán, 2017).

1.6 Matriz de congruencia

Problema de Investigación	Pregunta de investigación	Objetivo de investigación	Hipótesis de investigación	Variables	Teorías	Metodología	Indicadores
Diferencias en los niveles de eficiencia económica en el sector <i>upstream</i> de la industria petrolera ocasionados por diferencia en la eficiencia técnica y eficiencia asignativa y de su impacto ambiental	¿Cuáles fueron las principales variables que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022?	Identificar cuáles fueron las principales variables que determinaron la eficiencia económica sustentable del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.	Los gastos en capital, los gastos operativos y los costos contingentes fueron los agentes más importantes que influenciaron sobre la eficiencia asignativa sustentable del sector <i>upstream</i> de la industria petrolera mundial durante el periodo 2014-2022.	Capital Trabajo Eficiencia económica Eficiencia técnica Eficiencia asignativa	Farrel 1957 Koopmans (1957)	Método científico <i>Data envelopment analysis</i> DEA, modelos de eficiencia débil y fuerte	<i>Inputs:</i> CAPEX OPEX Pozos de extracción Número de empleados <i>Outputs</i> Petróleo Gas Ingresos Utilidades <i>Bad outputs</i> Emisiones CO ₂ Primas de seguro

Fuente: Elaboración propia (2023) con base en la revisión de la literatura.

1.7 Justificación

Esta investigación se realiza para que las empresas que participan en el sector *upstream* de la industria petrolera mundial, dadas las nuevas exigencias ambientales y el aumento considerable en la demanda de gas natural, puedan identificar si están destinando adecuadamente los recursos económicos para capital y mano de obra que les permita obtener rendimientos por encima de su competencia, o que les permita mantener una cuota de mercado suficiente para cubrir los costos de sus operaciones. También, es valiosa orientar para la reducción de costos en esta materia, mientras mantienen las condiciones tecnológicas necesarias para obtener la mayor cantidad de ingresos y ganancias posibles.

Las herramientas metodológicas propuestas en este trabajo pueden enfocar los esfuerzos adecuadamente de las empresas en las áreas donde la producción podría aumentar, o en el caso de que exista el exceso de algún insumo, con la finalidad de obtener la mayor rentabilidad posible considerando el impacto ambiental y el costo que éste conlleva. La metodología DEA, permite identificar la combinación de *output* óptima para obtener el mayor ingreso posible, lo cual es útil para definir los objetivos de producción y orientar los esfuerzos en la producción (extracción) del *output* más relevante, aprovechando los recursos con los que ya dispone cada empresa. En otro aspecto, ayuda a monitorizar el impacto ambiental, permite visualizar si la empresa de verdad está produciendo la menor cantidad posible de contaminantes.

La investigación emplea dos modelos DEA, el radial y el no radial, con las consideraciones teóricas sobre eficiencia fuerte y débil, con el objetivo de validar los resultados, robustecer las inferencias y aumentar la precisión de las conclusiones. De esta manera, se aprovechan las diferencias en los modelos. El modelo radial simple permite analizar una visión generalizada y de más sencilla interpretación. El modelo DEA de *Range Arregement Measurement* (RAM), que maneja variables de impacto ambiental, muestra las capacidades de las empresas analizadas dependiendo de su configuración y sus objetivos de producción y como difieren y/o apoyan a su desempeño, con decisiones administrativas que mejoran sus ingresos y ganancias mientras logran reducir su impacto ambiental. En ambos modelos se

empleó el marco teórico de Farrel (1957) para determinar qué tipo de desempeño tuvo mayor impacto en la eficiencia económica sustentable.

Adicionalmente, este trabajo les puede dar una perspectiva a las empresas petroleras para que entiendan su posición respecto a los competidores, identificándolos específicamente y entendiendo que, si existe alguna ventaja ésta se mantenga, o identifiquen las fuentes de la ventaja y mejoren continuamente el funcionamiento hasta alcanzarlas y superarlas en el futuro.

La investigación también aporta un enfoque dinámico, en donde las empresas pueden visualizar su evolución, los cambios del desempeño eficiente que han logrado en sus múltiples dimensiones, se conoce si estos cambios los han ubicado en una mejor posición respecto a sus competidores y además muestra el efecto que tienen sobre su productividad. Conocer los cambios en la producción es relevante para que las empresas petroleras con mayor conciencia sobre el mercado puedan mantener la demanda que nivele los precios del petróleo y del gas, los mantenga lo más estables posible, así como sus operaciones rentables y competitivas.

Es conveniente mencionar 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 de los particulares, de las compañías petroleras nacionales (NOC) y de propiedad privada (IOC) y de los consumidores.

La industria energética y su rama petrolera son cruciales para el desarrollo general de la economía de los países, y cualquiera de las políticas que se establezcan en el futuro tiene que acompañarse de un análisis detallado de la situación actual y proyecciones para poder garantizar los efectos deseados de dichas políticas. Con ello los tomadores de decisiones, tanto gubernamentales como de empresas privadas, pueden operar en un mercado justo y bien regulado. En dado caso que se dé alguna intervención, ésta se oriente de la mejor combinación de insumos que se tengan disponibles y que favorezcan a la producción estratégica dentro del sector *upstream* de la industria petrolera. Lo anterior permite que se

obtenga un beneficio para las operaciones y que éste se extienda hasta los consumidores con precios competitivos, productos de calidad y se oriente al aumento de la productividad, con el menor impacto ambiental. Las herramientas metodológicas propuestas para esta investigación aportan resultados específicos para evaluar cada uno de los puntos mencionados anteriormente.

Es vital que aquellas empresas que decidan entrar y competir en el mercado mexicano, deben realizar un estudio detallado sobre las condiciones y las oportunidades que existen en el país. Con este trabajo se aporta un análisis científicamente fundamentado que sirve como guía para la toma de decisiones de dichas empresas durante su ingreso y evolución en sus operaciones en México. 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, definiendo la prioridad de producción entre el gas y el petróleo que favorezca la obtención de rendimientos y mantenga los precios de estos hidrocarburos estables.

Se considera en este trabajo el análisis de 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 económica y la productividad sea 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 y ambientales de la actividad de la industria petrolera están fuertemente ligados al crecimiento económico de México y al bienestar de toda su población. En este trabajo se incluirán algunas externalidades que busquen explicar de manera más integral el impacto del sector *upstream* de la industria petrolera.

El estudio 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 la toma de decisiones. Además, incorpora una perspectiva sustentable para que los procesos productivos generen el menor impacto ambiental, y al mismo tiempo, se tenga en cuenta el sustento de generaciones futuras y acceso al gas y al petróleo, así como a sus productos derivados y abasto energético.

1.8 Horizonte temporal y espacial

La presente investigación es de carácter longitudinal⁶, ya que analiza los datos del periodo 2014-2022 para hacer inferencias respecto a los cambios que han experimentado los niveles de eficiencia técnica, asignativa y económica. Se considera la dimensión ambiental de las empresas que operan en el sector *upstream* de la industria petrolera, con la finalidad de deducir si existe alguna tendencia y determinar cuáles son los factores que han influido en el liderazgo de mercado y en los mejores resultados respecto al desempeño.

Como horizonte espacial se consideran a las empresas que tienen mayor participación en el sector *upstream* de la industria petrolera mundial donde se incluye el desempeño 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

⁶ Análisis de un período de tiempo (Hernández, R., *et. al.*, 2016).

1.9 Tipo de investigación

El enfoque de esta investigación es cuantitativo. Este tipo de investigación describe el fenómeno por sus características numéricas, los datos analizados son cantidades que representan cada característica dada en cierto momento o espacio (Hernández, 2006). Los datos que se utilizan para evaluar la eficiencia son cuantitativos porque se necesitan los valores de las cantidades de los factores de producción, y los resultados requieren de la interpretación estadística y matemática en coherencia con las teorías seleccionadas, para darle una interpretación sobre la realidad de PEMEX. Además, se emplearon modelos DEA no paramétricos radiales y mediante rangos, esto robustece los resultados obtenidos al permitir comparar los resultados y aprovechar las distintas ventajas de cada herramienta, pues mejora la precisión de las conjeturas y las conclusiones, ya que cada una de ellas permite profundizar en distintas dimensiones y factores específicos que determinaron el rendimiento eficiente de cada empresa con su determinada configuración.

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, y suele designarse por esa razón como variable causal. Las variables independientes de esta investigación son: los *inputs* de capital e *inputs* de trabajo, y los *outputs* de la producción de gas y petróleo finalmente el *output* no deseado son las emisiones de CO₂. Las variables independientes intermedias son eficiencia técnica sustentable (ETs) y la eficiencia asignativa (EA) que determinan a la variable dependiente que es la eficiencia económica (EE). Estos datos además serán empleados en un modelo para determinar niveles de eficiencia y el efecto que tienen sobre el crecimiento del sector y diferenciar a las empresas que poseen una ventaja comparativa respecto de sus competidores al tomar en consideración como mejores prácticas aquellas que obtienen mayores rendimientos que su competencia, con mejores insumos y costes y con el menor impacto ambiental.

La presente investigación está orientada a describir la eficiencia económica sustentable PEMEX y de las principales empresas productoras de petróleo y gas del periodo 2014-2022. Con las mismas dimensiones económicas se evalúa la eficiencia con un modelo de DEA no radial los rendimientos operativos, ambientales y unificados de las empresas en cuestión. 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 empresas, y de manera particular especificar los efectos sobre la industria petrolera su sector *upstream*, si su nivel de eficiencia económica sustentable destaca después de tomar consideraciones de impacto ambiental en relación a su la eficiencia técnica y asignativa.

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 de los modelos DEA se hace uso de un *software* especializado, siguiendo la instrucción de cada uno de los modelos se analizan los resultados y se exponen en el presente documento.

1.10 Alcance de investigación

Los diferentes alcances que tiene esta investigación, describen las razones por las cuales se cubren las características de cada uno de ellos, y se señala cómo se complementan para proporcionar una perspectiva integral acerca de la problemática elegida. Más adelante se justifican las teorías seleccionadas para su estudio y se fundamentan 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 tienen éstas sobre los resultados en el mercado internacional. El enfoque y el modo en que se relacionan las variables elegidas para este estudio, no se habían 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 el tema, brindando conclusiones con nuevos enfoques teóricos (Torres y Navarro, 2007). Adicionalmente, el periodo seleccionado es crucial, ya que experimentó una transición en la demanda del petróleo y del gas, pues competir con energías alternativas se ha vuelto un proceso más viable, ya que estas energías experimentan un aumento en su consumo ante las nuevas condiciones ambientales que se imponen en algunos países.

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). Esta investigación tiene un alcance descriptivo porque busca enunciar las características de los procesos, las operaciones, las propiedades de las empresas petroleras durante el período 2014-2022, en comparación con los resultados que otras empresas tienen en el sector *upstream* durante el mismo período. Esto se logra ya que se recolecta y se mide la información sobre las variables elegidas.

La investigación correlacional asocia variables mediante un patrón predecible para un grupo o población (Hernández, 2006). En este trabajo, profundiza en encontrar la relación que tienen los insumos (*inputs*), tanto de capital como de trabajo, con los productos (*outputs*) y los productos no deseados (*bad outputs*) de las principales empresas que extraen crudo y gas con sus niveles de eficiencia asignativa, técnica y económica sustentable.

Los propósitos de una investigación explicativa son entender el fenómeno estudiado y responder a las causas de los eventos, sucesos físicos y sociales (Torres y Navarro, 2007). Es el objetivo de este trabajo, 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 del nivel de eficiencia económica sustentable de PEMEX, para detallar conclusiones y recomendaciones precisas acerca de cómo accionar los efectos positivos

deseados sin cambios estructurales, y sin alterar las condiciones actuales del mercado, al compararlo con sus competidores internacionales.

1.11 Limitaciones

Respecto a documentación histórica y al acceso de la información para este tipo de investigaciones, resulta en ocasiones complicado este procedimiento. El análisis internacional de las empresas puede implicar que, en algunos países, los inversionistas o tomadores de decisiones mantengan en secreto información sobre las operaciones de sus 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 la investigación. Una forma de contrarrestar esta limitante es identificar bases de datos de instituciones privadas que, aunque cobran una renta para acceder a sus servicios, es una excelente fuente de información, en caso de no conseguir los datos directamente de los reportes de las empresas, o de instituciones con acceso a la información. En este trabajo se consideró el gasto en este tipo de servicios.

Aun cuando los modelos de medición elegidos cuenten con aceptación científica, la representación robusta de éstos requiere la realización de ciertos supuestos que, aunque estén bien fundamentados teóricamente, pueden limitar la perspectiva de la investigación, la incorporación de ciertos conceptos y de variables que no se adecuen o no puedan ser explicados por la metodología y por el marco teórico. Pero para garantizar que los resultados sean viables, se realizan pruebas de los datos para evitar sesgo, así como pruebas de discriminación de variables que contribuyen a la exposición de las causas de posibles omisiones y se le da el tratamiento pertinente a los datos de la muestra.

Finalmente, como toda investigación, genera resultados que sirven para proponer futuras líneas de investigación, en términos de una mejor descripción de la problemática, en este caso la que atraviesa la industria petrolera mundial en cada uno de sus diferentes sectores. Otro enfoque que se le puede añadir a esta investigación es el análisis operacional de PEMEX, para conocer a fondo a la industria petrolera de México y el sector energético

mexicano, ya que dado el valor estratégico de la explotación petrolera en el país, es fundamental lograr crear un paradigma más amplio por el bien de las finanzas nacionales y del desarrollo económico del país, así como de su participación en el mercado internacional. Estas propuestas ayudan a entender de manera más amplia la transición que se experimenta en las fuentes de energía en México, con la intención de que se aproveche la infraestructura disponible, se reduzca el impacto al ambiente, se logre un crecimiento sustentable y se garantice un abasto más limpio y mejor para futuras generaciones.

CAPÍTULO 2

EMPRESAS DEL SECTOR *UPSTREAM* DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

En 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 la exploración y la producción dentro del sector *upstream* de la industria petrolera. Adicionalmente, se enumeran las principales empresas productoras de petróleo y gas para conocer su trayectoria, características y alcance de sus operaciones.

2.1 Generalidades de la industria petrolera

La industria petrolera es considerada la más grande por su valor en dólares estadounidenses (USD), la importante concentración de fuerza laboral, que emplea a cientos de miles de trabajadores en todo el mundo, y por la generación de valor que produce 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 (Harratz, 2016).

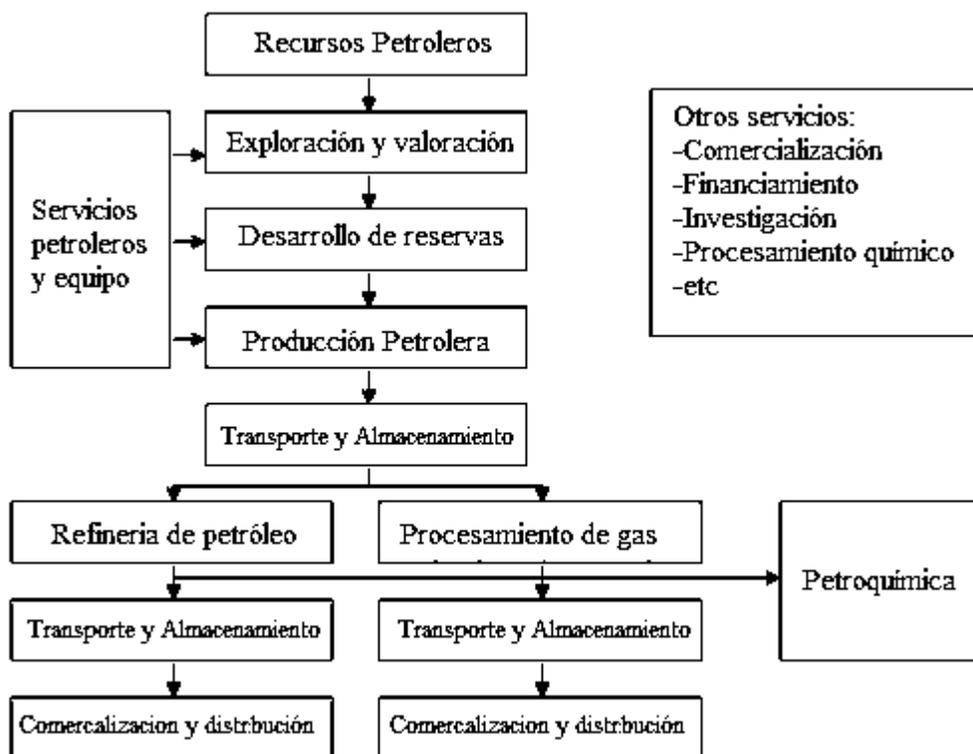
Los productos que genera la industria petrolera son muy variados, los de mayor volumen de producción corresponden al petróleo combustible, al gas natural y la gasolina (petrol). El petróleo representa la materia prima de una multitud de productos químicos, tales como farmacéuticos, fertilizantes, solventes 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 y que pueden ser usados por clientes industriales o consumidores privados. Estas diferentes actividades están inherentemente conectadas unas con otras, de manera conceptual, contractual o física, y estos nexos pueden ocurrir dentro o a través de firmas individuales, o incluso pueden traspasar 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 NOCs y no por IOCs, 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 (Harratz, 2016).

Figura 3. 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 gas. Después del proceso inicial de exploración, el yacimiento es evaluado, se desarrolla (perforación de exploración y proyecto de infraestructura), y posteriormente 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 el análisis sísmico, la perforación de pozos, el suministro de equipo o los proyectos de ingeniería. Estos servicios forman parte importante en el desarrollo de la industria (con el tiempo han obtenido bastante experiencia), y tanto las OIC como las NOC proveen de manera doméstica e internacional, aprovechando sus activos para atender a más de un cliente (*ídem*).

Las infraestructuras de transporte (oleoductos, caminos, ferroviarias, puertos, entre otros) y almacenamiento son críticas en varias fases, ya que están involucradas desde el traslado entre la producción hasta las instalaciones de transformación y 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 mayoristas o clientes industriales. Los procesos de Refinería y *Marketing*⁷ (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” participando 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 NOC han mantenido los derechos sobre la mayoría de las reservas petroleras y dominan el sector *upstream*. A pesar de esto, son algunas de las IOC 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 las empresas extranjeras que continúan con las operaciones del sector *midstream*. PEMEX por ejemplo, opera de esta manera e importa constantemente productos refinados debido a que aunque cuenta con refinerías e industria petroquímica, no explota su capacidad y destina sólo cerca del 20% de su producción de barriles y produce sólo el 50% de sus gasolinas (PEMEX, 2018).

⁷ Comercialización, *branding*, publicidad, franquicias son parte de las funciones de *marketing* (Harraz, 2016).

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 NOC, 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 Comisión* (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 petroleros⁸ 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

⁸ 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 (API, 2018).

de embarque tales como el canal de Houston, el puerto petrolero de Louisiana, Rotterdam y Singapur (API, 2018).

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 las NOC y las OIC.

Los proyectos de ductos requieren de inversiones considerables, y no serían 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 (*Gross Refining Margin* GRM), 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 la venta de los productos refinados, ya sea a mayoreo o a minoristas industriales. El transporte terrestre para los combustibles es el más utilizado para 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*)⁹ tienden a ser más estables que los márgenes de refinería y la rentabilidad general de las estaciones y está más encadenada tanto a las ventas de productos no combustibles como a los bienes de conveniencia (API, 2019).

⁹ 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).

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 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: las NOCs, las IOCs¹⁰, las Compañías Operativas (de exploración y producción) y las Compañías de Servicios (Harraz, 2016).

Las IOCs son corporaciones que cotizan públicamente, funcionan como otra empresa privada sólo que el producto con el que cotiza es el petróleo, apareció a finales del siglo XIX, en particular en EE.UU. y aparece después del cierre de *Estandar Oil* que dominaba el mercado hasta 1911. Suele hacerse referencia a seis “*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).

¹⁰ El Banco Mundial también las denomina Compañías Petroleras Privadas (POCs *Private Oil Companies*) (BM, 2017).

Tabla 1. Seis “SUPERMAJOR” 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 Duttch 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

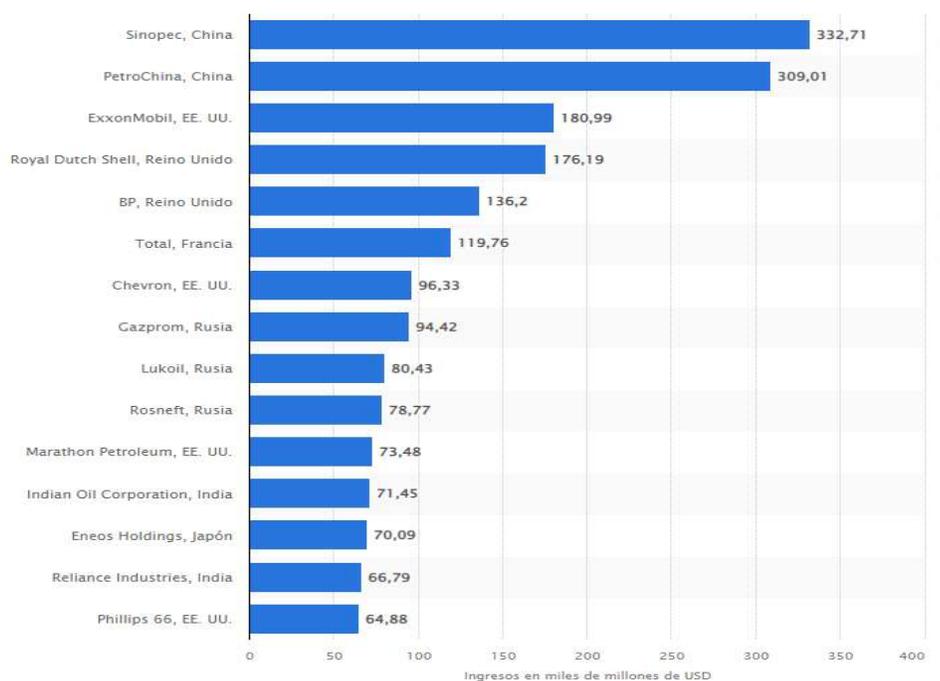
Fuente: Elaboración propia con base en BM (2020).

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 NOC controlan el sector *upstream*, las IOC se diversifican y aprovechan las variantes desde la exploración y producción, buques petroleros, refinerías, comercialización, ductos, servicios de abasto y mantenimiento, de consultoría, etc. (API 2019).

La mayoría de las IOC 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 IOC, 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 NOC. Como resultado de su dominación en el mercado y la mayoría de sus ingresos proviene de prestar estos servicios para aumentar tanto sus reservas propias como para sus clientes (*idem.*).

Las NOC o empresas estatales están incorporadas de manera muy similar a las IOC, la mayor diferencia es que las éstas últimas reportan sus ganancias a sus accionistas, mientras que los ingresos obtenidos por las NOC son gestionados por entidades gubernamentales. Las NOC 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 IOC. 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 NOC y prometiendo el regreso del petróleo a la población. La otra razón del aumento de las NOC 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 OIC para la extracción y desarrollo (*ídem*).

Gráfica 7. Ranking mundial de las empresas de gas y petróleo en 2020, según ingresos (en miles de millones de dólares).



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Statista (2021).

La creación de la OPEP respondió directamente al poder de especulación que tenían las OIC, 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 OIC. Además, al desarrollar sus propios medios para la extracción y refinación del petróleo, las NOC redujeron su dependencia de las IOC (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 (2020).

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 el consumo de energía no han 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 en desarrollo o emergentes era prácticamente desconocida, y a principios de 1910 se comienza a producir este recurso energético en estas regiones. Las empresas norteamericanas, en su afán de encontrar yacimientos con mayores índices de productividad entraron al Medio Oriente donde ya había compañías petroleras inglesas. Estas compañías instituyeron en 1928 un cártel internacional de petróleo formado por las siete principales compañías petroleras, conocidas como las Siete Hermanas: Standard Oil of New Jersey (hoy Exxon), Socony Mobil Oil, Standard Oil of California (SOCAL), Gulf Oil, Texaco, Royal Dutch Shell y British Petroleum. De las cinco primeras, la séptima es de capital americano, la sexta es británica holandesa, y la última pertenece a capital británico (Ruiz, 2001).

En su trabajo, Ruiz (2001) detalla cómo estas compañías matuvieron el control en los sectores de exploración, producción, comercialización y distribución del petróleo, y logrando mantener precios bajos en parte por los costos reducidos de producción, especialmente en los yacimientos petroleros del Golfo Pérsico. Esto les permitió competir con el mercado del

carbón que se buscaba desplazar, dando como resultado la aparición de nuevas compañías independientes del cártel y la industria petrolera soviética al mercado.

Durante el principio de la década de los años setenta, el costo de producción del crudo extraído en EE.UU era casi tres veces más elevado que el 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. Mientras que el carbón extraído en Europa tenía costos más elevados que el estadounidense su precio se encontraba por encima del precio de mercado por lo que 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 y 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, ya que los mercados se encontraban controlados por los gobiernos de cada país (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, además les permitió recaudar mayores montos 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).

El aumento demanda mundial y el continuo deterioro de la relación de los términos de intercambio permitieron a las autoridades de los países del Golfo Pérsico de intervenir de forma más directa en la explotación del petróleo, incluida la fijación de los precios y en la superación de las relaciones comerciales discriminatorias basadas en 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 ganancias¹¹ (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 realizaron desde 1947 para lograr un acuerdo similar. Dos años después, un golpe de estado derrocó al gobierno de Mossadegh y el Sha de Irán que se convirtió, desde entonces y hasta su derrocamiento en 1979, en un pilar de apoyo de los países industrializados en su política en el Medio Oriente (*idem*).

Paralelamente a estos hechos, la creciente demanda por el petróleo era satisfecha mediante nuevas concesiones que los países productores otorgaban con el fin de lograr mayores ganancias, ya que el canon petrolero era determinado con base a una política de precios fijos de referencia. Las nuevas concesiones generaron sobreoferta de petróleo que daba lugar a una reducción de los precios de mercado, lo cual reducía el margen de ganancias de las compañías petroleras internacionales (Ernst y Steinbuhl, 1999).

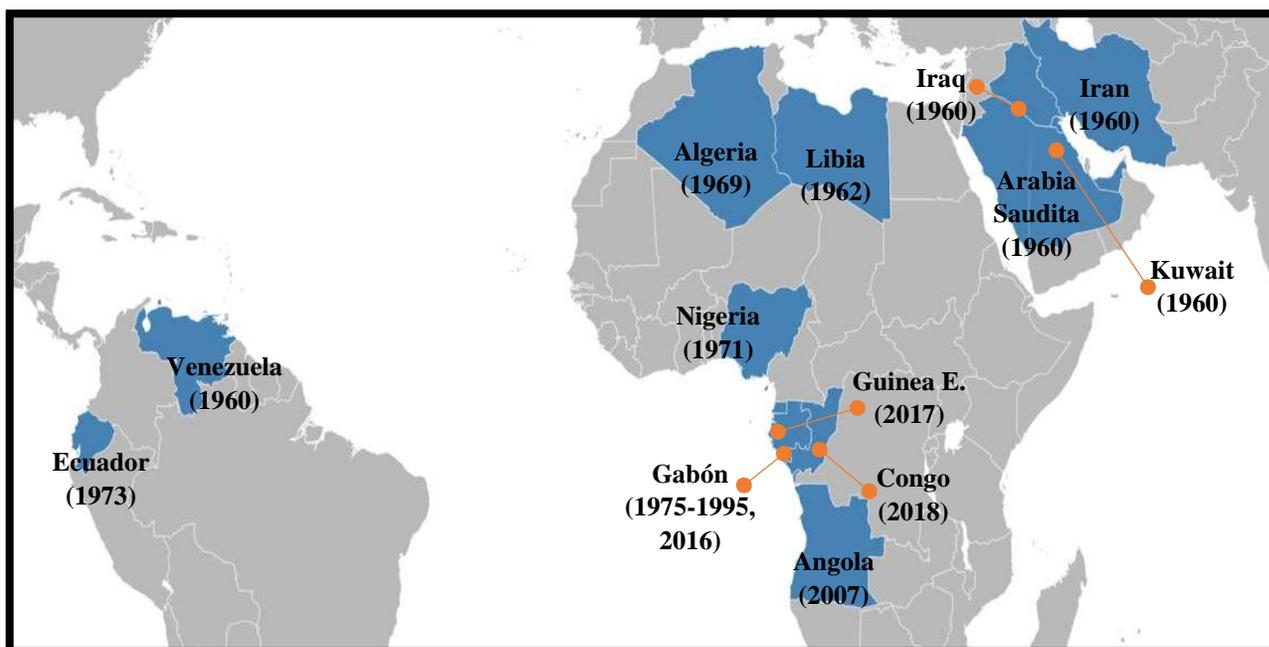
Con el fin de incrementar sus ganancias, las compañías petroleras intentaron a partir de 1958 manipular los precios, reduciendo el precio de referencia del petróleo. Fue precisamente la decisión unilateral de la compañía British Petroleum de reducir dicho precio en un 10% en 1959 y la reiteración de 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 aumentar las barreras de entrada para nuevas empresas y dificultando la competitividad del petróleo de otras regiones, en especial de las exportaciones soviéticas (Ruiz, 2001).

¹¹ La diferencia entre el precio de venta y el costo de producción (Ruiz, 2001).

La política llevada a cabo por la OPEP transitó por diferentes etapas, en lo que respecta a las políticas de coordinación entre sus miembros, y 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 generaron divergencias en los intereses de los miembros. Estas diferencias han tenido a su vez efectos sobre el precio del crudo en los mercados internacionales (IAE, 2020).

Figura 4. Países miembros de la OPEP (año de ingreso).



Nota: Qatar ingresó en 1961 y su membresía terminó en enero de 2019¹². Indonesia ingresó en 1962 y suspendió su membresía en 2009.

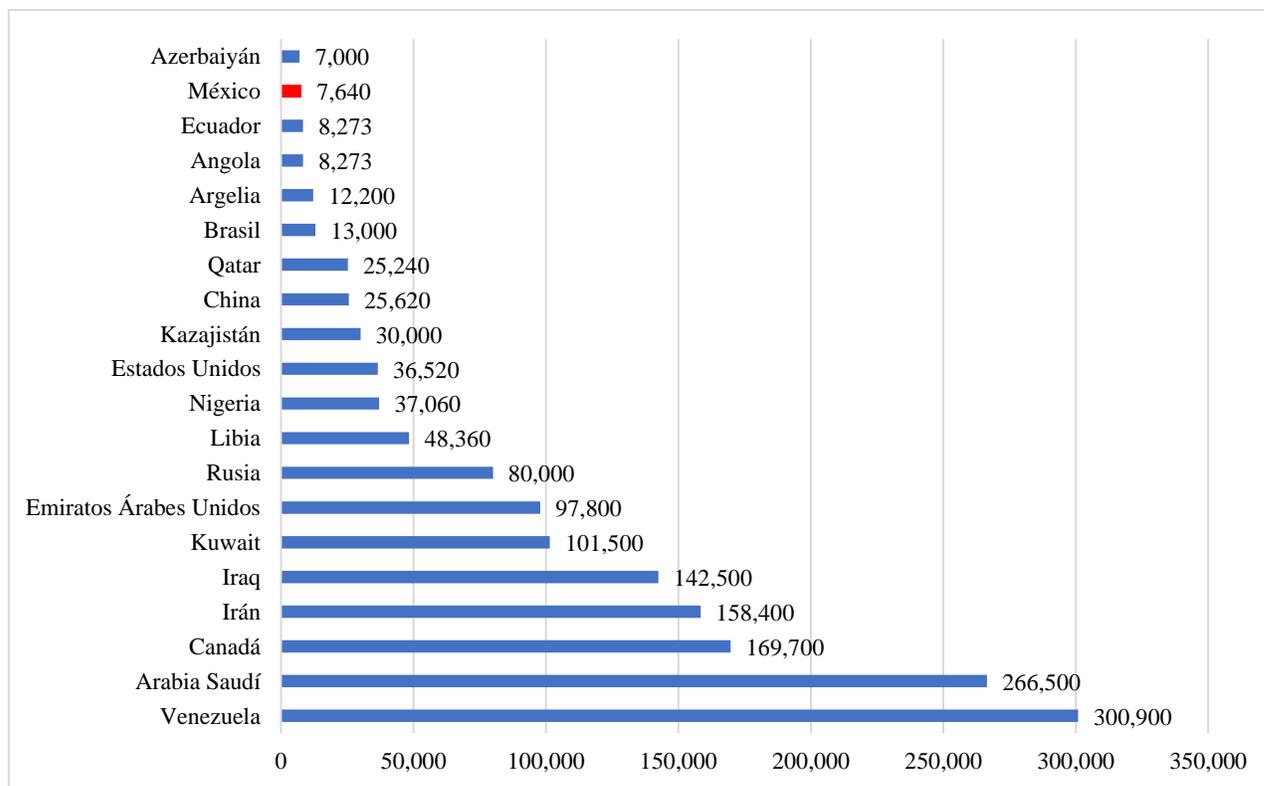
Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la OPEP (2019).

¹² 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 (OPEP, 2019).

2.2.3 Reservas y producción petroleras internacionales

Tanto las OICs como las NOCs que participan en la industria petrolera contribuyen al desarrollo de la economía local en 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 crudo y de gas natural. Las diferencias estructurales de cada país y de las empresas que operan dentro de cada uno, dan resultados diferentes en la recuperación de reservas petroleras y en cómo se explotan los yacimientos que se encuentran en operación y los tipos de pozo que se emplean (BM, 2018).

Gráfica 8. Top 20 de reservas petroleras por país del 2020.



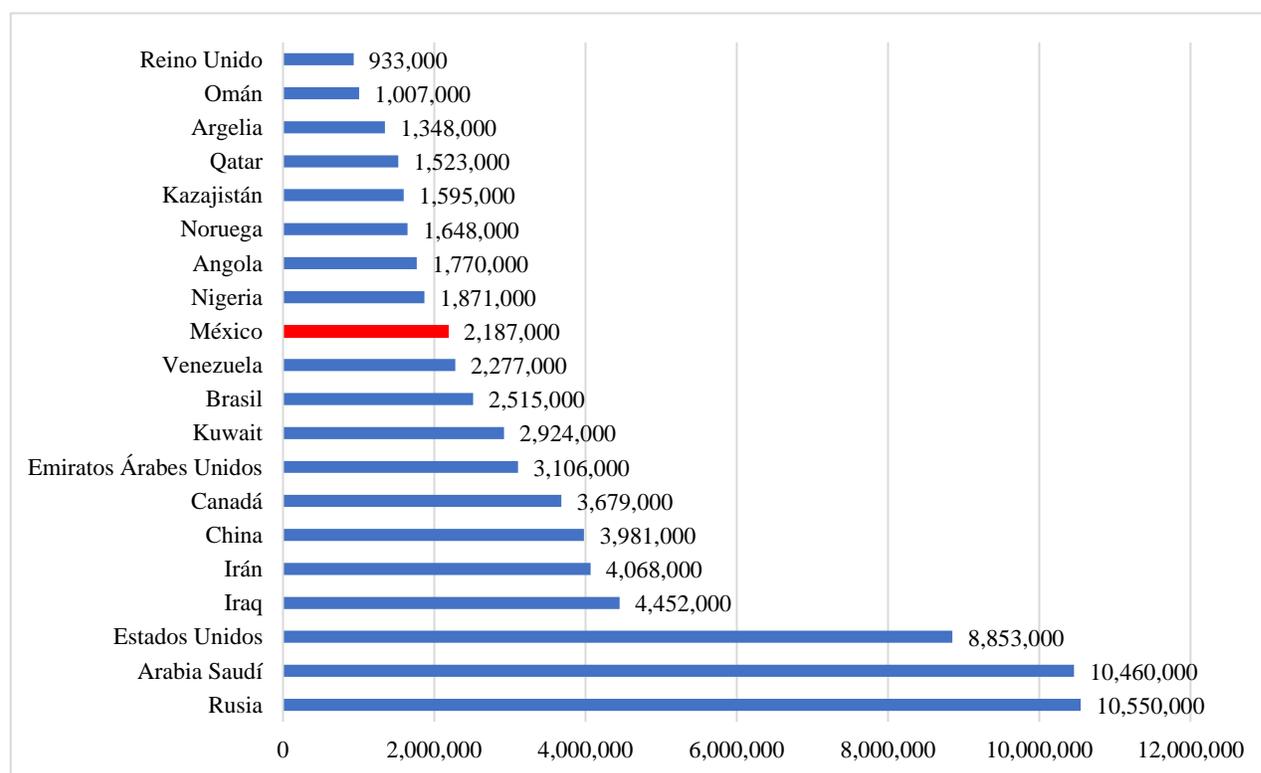
Fuente: Elaboración propia, con base en el BM (2018).

Economías como Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Qatar, Argelia, Angola y Ecuador, forman parte de la OPEP, y dentro de esta

categorización, les pertenece el 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 9. Top 20 Países productores de petróleo 2020.



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

En la gráfica 7 los países miembros de la OPEP son responsables del 47.77% de la producción, esto se da porque existen países que no aprovechan en su totalidad las reservas con las que cuentan. Por ejemplo, Venezuela aún cuando es el país con mayores reservas petroleras probadas, es el onceavo país productor. Lo mismo sucede con Libia, que figura

entre los países con mayores reservas petroleras, pero no figura entre los países productores (BM, 2018).

En caso de México se puede apreciar una *ratio* considerable entre el lugar que ocupa con sus reservas petroleras y el que ocupa como país productor, y es importante mencionar que, a diferencia del resto de los países, esta congruencia. México, incluso 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.

2.3 La industria petrolera en México

La explotación intensiva de hidrocarburos en México comenzó en 1904. A principios del siglo XX, la operación de empresas principalmente de Inglaterra y EE.UU. lograron llevar a México a ser la segunda nación abastecedora de petróleo en el mundo para el año de 1920. El presidente Lázaro Cárdenas expropió todos los activos extranjeros de las empresas petroleras extranjeras que operaban en 1938 en México; y 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 esta empresa paraestatal empieza a permitir la participación de empresas privadas sólo en algunas áreas. En 1986, este proceso se conforma de manera formal cuando se reclasificaron los petroquímicos en primarios y secundarios, en los cuales PEMEX sólo mantuvo exclusividad sobre los primeros. En 1992, PEMEX se dividió en cuatro subsidiarias que competirían entre sí para mejorar su eficiencia y cada una de ellas fueron creadas con su personalidad y patrimonio propio: a) PEMEX Exploración y Producción, b) PEMEX Refinería, c) PEMEX Gas y Petroquímicos y d) PEMEX Petroquímicos. Esta división pretendía que las subsidiarias compitieran entre sí para producir y vender productos a precios internacionales. Las compañías dependen administrativamente de PEMEX, pero su operación es autónoma, 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, el almacenamiento, la distribución y la 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 el 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 año 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.

Para el 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 en 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 este sector y los cambios 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, la inversión, la competencia y el 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) (PEMEX, 2018): a) Exploración y Producción, b) Perforación y Servicios, c) Transformación Industrial, d) Etileno, e) Fertilizantes, f) Logística y g) Cogeneración, con el objeto de establecer una estructura y organización básica en razón a las funciones medulares de las

distintas áreas que integran a PEMEX. Las características de estas subsidiarias se presentan a continuación:

- 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 amoníaco, fertilizantes y sus derivados, así como la prestación de servicios relacionados con estos productos.

Al cierre de 2017, la estructura corporativa de PEMEX quedó conformada por seis direcciones: entre las que se encuentran la de Planeación, Coordinación y Desempeño,

Tecnologías de Información, Alianzas y Nuevos Negocios, Finanzas, Administración y Servicios, y la Jurídica. Por otra parte, según su informe anual de 2017, el total de plazas ocupadas en PEMX se ubicó en 124,660, lo que representó una disminución del 1.5% con respecto al cierre de 2016 (PEMEX, 2018).

2.3.1 Efectos de la reforma energética

La reforma energética tiene 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*¹³) 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 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 está 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

¹³ *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).

utilizado constantemente por el gobierno para atenuar la presión social ante la reforma. Existe ya el precedente en las tarifas de energía eléctrica que sufrió los efectos de la privatización en 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 a considerar, en lo que refiere a las refinerías nacionales. Actualmente, PEMEX cubre sólo 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 al 20% de su capacidad instalada (González, 2017). La modernización de las refinerías existentes, la 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 renovables, el aumento de las exportaciones de 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 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 juega 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).

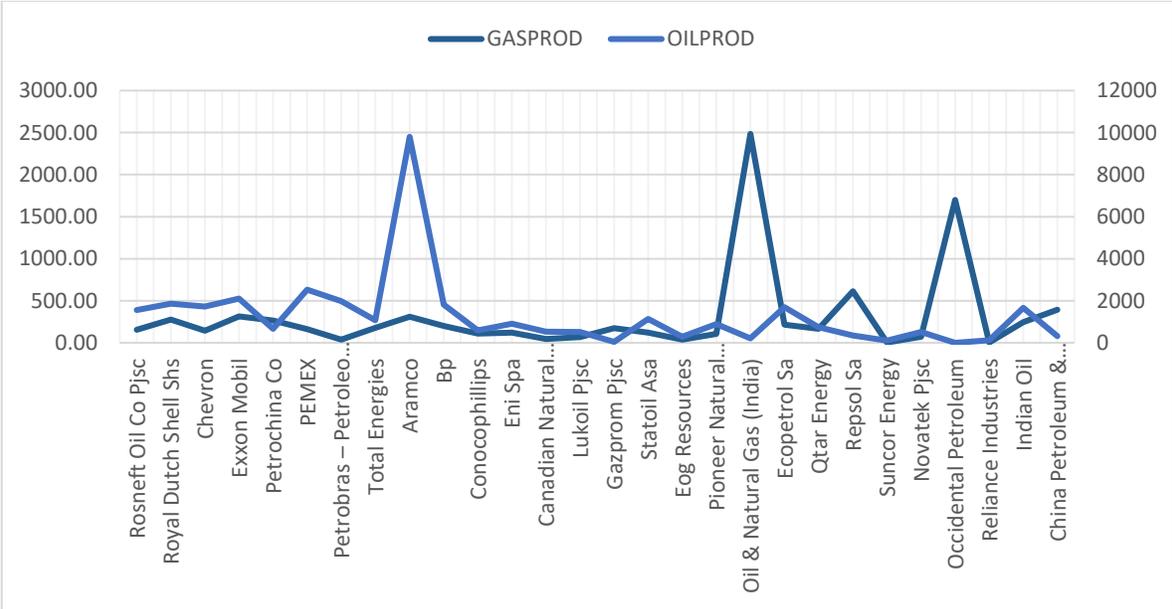
Dadas las nuevas características del mercado, la nueva legislación (Art. 27 Constitucional), la identidad de las empresas y la regulación de las actividades operativas se enfrentan a nuevos retos y surgen nuevas oportunidades, pero es crucial la evaluación de los agentes que participan. Las condiciones 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 (*ídem*).

2.4 Producción del sector *upstream* 2014

Durante el año de 2014, de acuerdo con el histórico proporcionado por la OPEP (2023), el sector *upstream* de la industria petrolera mundial manifestó los precios más altos de la última década, particularmente en junio de 2014 el precio de la mezcla WTI (*West Texas Intermediate*) de \$134 USD por barril, considerado el periodo de menores presiones ejercida por la producción de sus países miembros. En dicho periodo, de acuerdo al BM (2022), las economías emergentes mostraban un aumento en el consumo petrolero para el abasto energético derivado del aumento en su participación en el mercado global.

Gráfica 10. Producción de petróleo y gas natural 2014.



Fuente: Elaboración propia con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

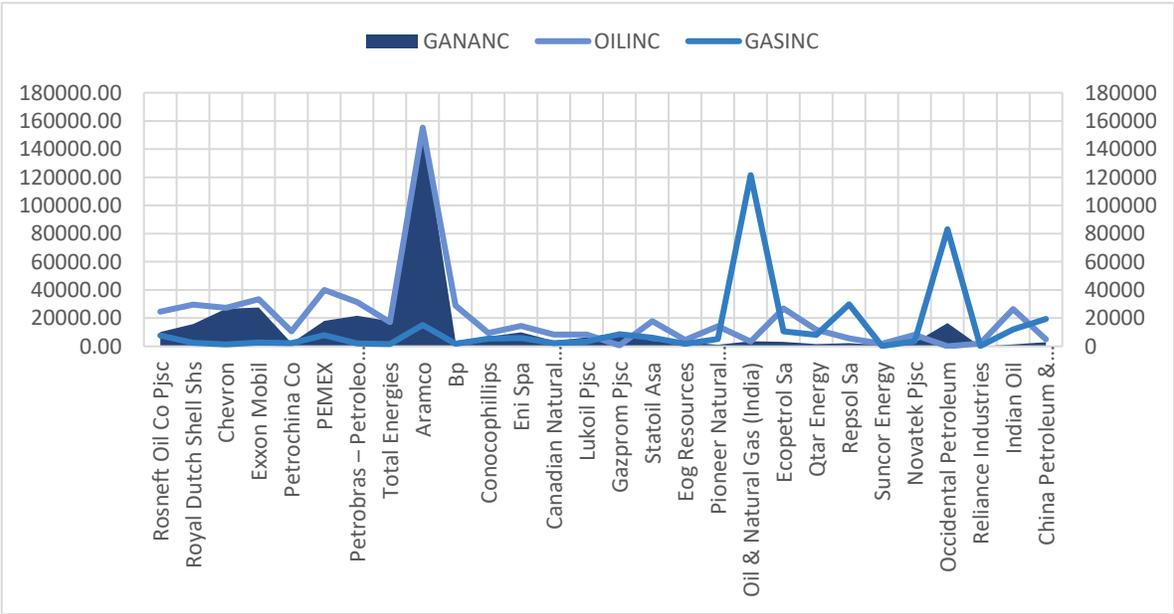
En la gráfica 11 se expone la composición productiva de las empresas seleccionadas, se visualiza el desempeño diferenciador en la producción de gas, donde se destacan las empresas Indias (*Oil & Natural Gas y Occidental Petroleum*) que producen casi 4 veces más gas

natural que el promedio del resto de las empresas analizadas, las cuales producen individualmente tres veces más que el promedio de dicho periodo. Respeto a la producción petrolera la empresa que logró la mayor producción fue Aramco (Arabía Saudita) empresa que produce 2.5 veces más petróleo que empresas como PEMEX. La producción petrolera promedio se mantuvo por debajo de los 1800 barriles diarios, mientras que la producción de gas se mantuvo en los 500 metros cúbicos diarios.

2.4.1 Ingresos y utilidades del sector *upstream* 2014

El comportamiento que tuvieron las empresas durante el 2014 fue muy diverso y muestra diferentes contextos y diferentes decisiones empleadas por las empresas, mientras algunas se enfocaron en su empleo para los gastos en capital y gastos operativos, otras empresas se enfocaron en cierta producción y en la obtención de utilidades. Durante este periodo la mayor cantidad de ingresos lo obtiene Aramco por 160 miles de millones de USD y es también la empresa que obtuvo mayores utilidades cercanas a los 140 miles de millones de USD.

Gráfica 11. Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2014.



Fuente: Elaboración propia con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Los ingresos obtenidos por las empresas investigadas durante el 2014 se muestran en la gráfica 12, en dicho periodo es relevante observar que los ingresos derivados del petróleo y las ganancias están directamente relacionadas, donde las empresas que produjeron mayor cantidad de barriles obtuvieron una mayor proporción en sus utilidades que aquellas que se enfocaron en la producción de gas. Por lo consiguiente, se puede inferir que en dicho periodo la relevancia del petróleo es superior a la producción del gas natural. La empresa que muestra el mejor desempeño es Aramco, tanto en los ingresos derivados de su producción como en sus utilidades 6 veces superiores a empresas como Exxon, PEMEX y Petrobras que también muestran ganancias durante este período.

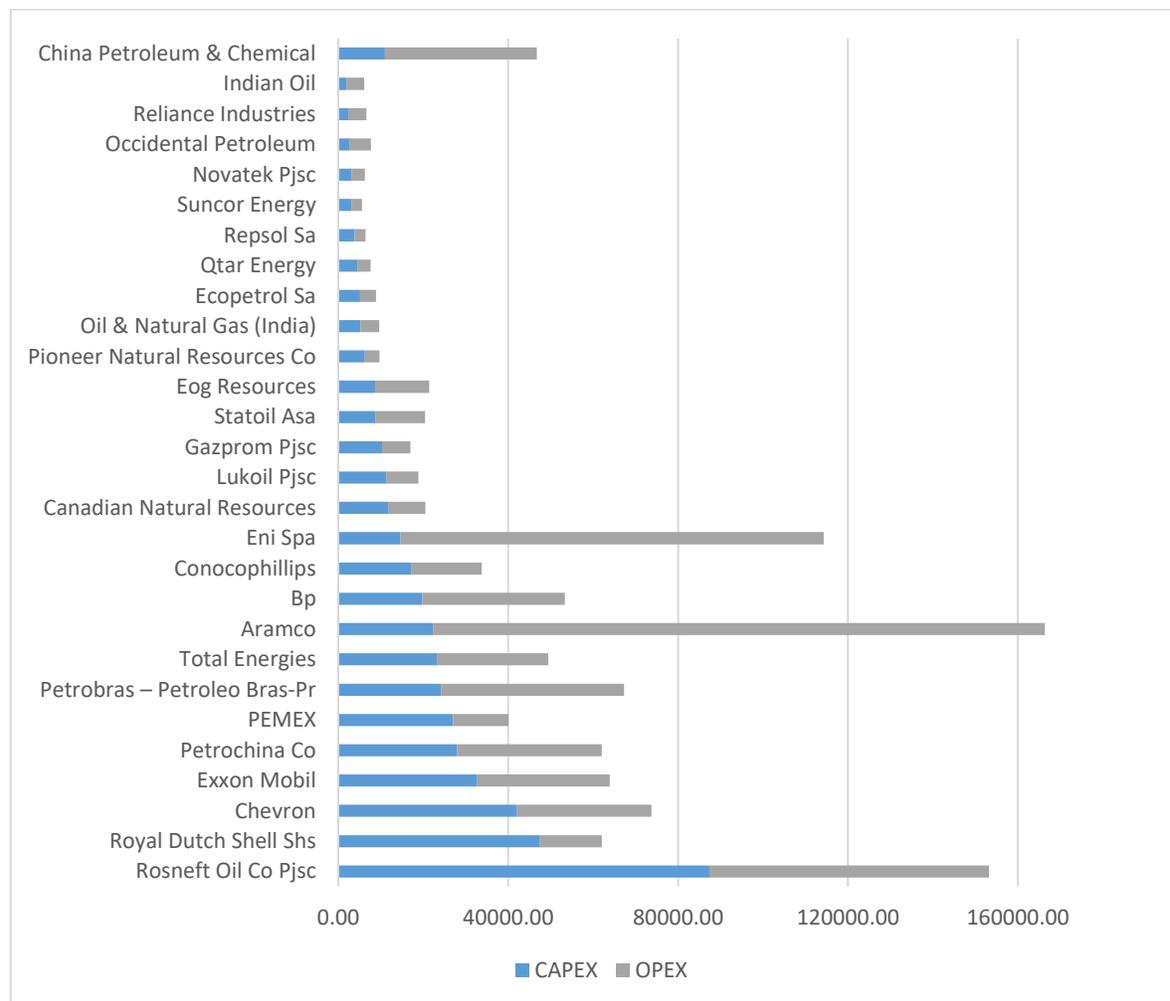
2.4.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector *upstream* 2014

Esto último se puede confirmar al observar que aquellas empresas que decidieron producir en mayor proporción petróleo, son aquellas que lograron obtener mayores ganancias, mientras que las empresas que proporcionalmente se enfocaron en la producción de gas, no muestran utilidades excepto por *Occidental Petroleum*. Sin embargo, para entender las utilidades se analizó el empleo de los recursos, tanto en capital como en gastos operativos, y así se logra visualizar si las utilidades estuvieron afectadas por inversiones y gastos de las empresas, entendiendo que es un año donde los precios altos favorecían la obtención ingresos, lo que derivó en su utilización para nuevos proyectos.

Las empresas durante 2014 fueron más intensivas en sus gastos operativos, siendo Aramco la empresa que dispuso de mayor cantidad de dinero para inversiones en capital y gastos operativos (180 mil millones de USD). Dentro de la industria se observó también que no todas las empresas tuvieron la misma capacidad de gasto e inversión en capital, se observan tres niveles, en el primero entre los 110 y 180 miles de millones están Aramco, Rosneft (Rusia) y Eni Spa (Italia); en el segundo Chevron (EE.UU.), Petrobras (Brasil), Exxon (EE.UU.), Petrochina (China), Shell (Alemania), BP (Reino Unido) y China Petroleum & Chemical (China), entre los 50 y 70 mil millones de USD; los gastos operativos y de capital del resto de las empresas se encuentran por debajo de los 40 mil millones de USD. En este análisis se destaca que Rosneft y Eni Spa tienen un gasto proporcional muy superior en relación con los ingresos y ganancias que presentaron durante el mismo periodo, mientras

que empresas como Aramco si muestra un gasto proporcional en relación con su producción y los ingresos y ganancias que genera.

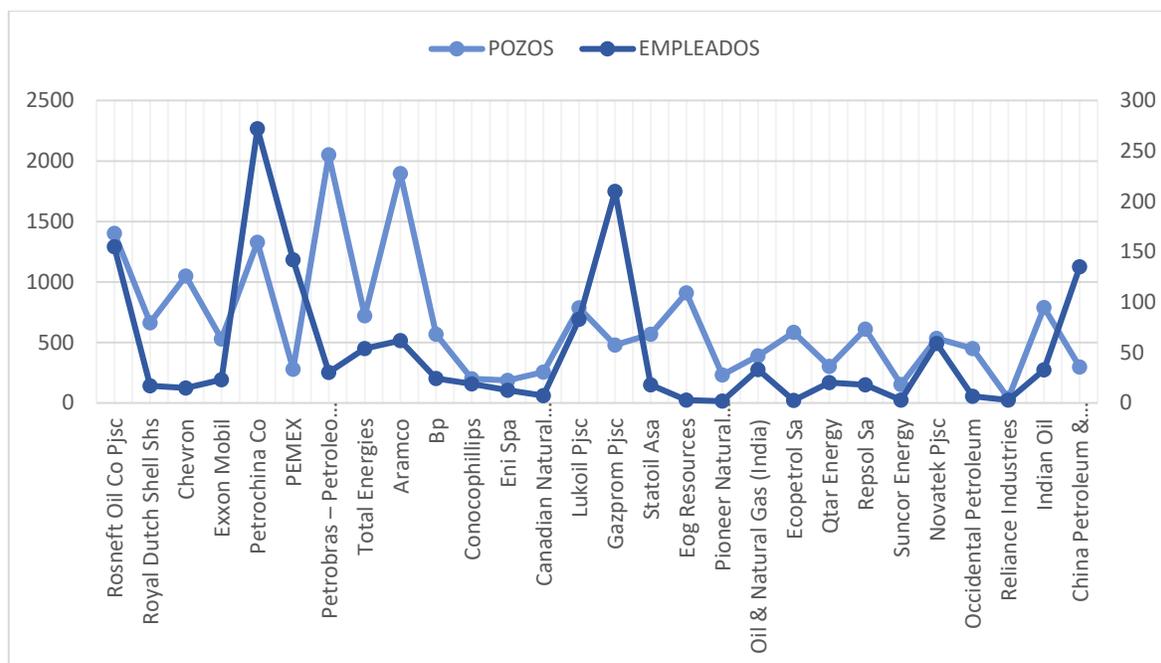
Gráfica 12. Capex y Opex 2014.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Como particularidad, las empresas de la India mostraron un bajo nivel de gasto operativo y de capital, aún y cuando son de las empresas que mostraron niveles altos de producción de petróleo y gas natural y también un alto nivel de ingreso, y aun así muestran una baja capacidad de generar utilidades, lo cual quizá se deba a que este gasto se realizó en otro sector de la industria durante el 2014.

Gráfica 13. Pozos vs número de empleados 2014.

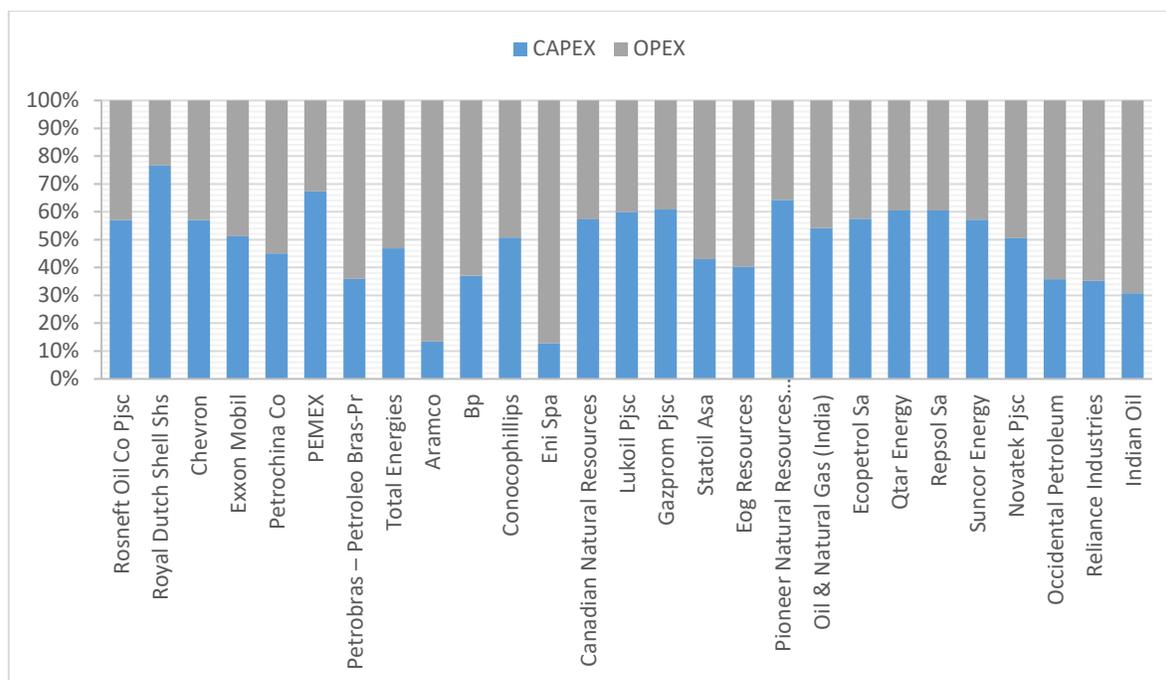


Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

La información recopilada sobre 2014 expuesta en la gráfica 14 muestra como la configuración de capital y trabajo de las empresas mediante variables proxys influyen en el número de pozos de extracción activos por periodo y el número de empleados. Lo que revela la gráfica es que existe una gran diferenciación entre las empresas que son menos intensivas en mano de obra, o dicho de otra manera que emplean en menor proporción y cierta cantidad de empleados respecto a la cantidad de pozos de extracción.

Durante 2014 entonces se observa que las empresas más intensivas en mano de obra fueron Petrochina y Gazprom (Rusia), mientras que las empresas más intensivas en pozos de extracción fueron Aramco y Petrobras, y destaca que en tercer lugar y mostrando cierta equidad y en su intensidad, Rosfnet mostró el tercer lugar en intensidad en pozos de producción y en número de trabajadores. De manera más general, en promedio la intensidad en pozos de producción del resto de las empresas se mantiene por encima de la cantidad de empleados. Esto se puede confirmar en la proporción de gastos de cada empresa en capital como en gastos operativos de la gráfica 15.

Gráfica 14. Proporción de CAPEX/OPEX de las empresas del sector *upstream* 2014



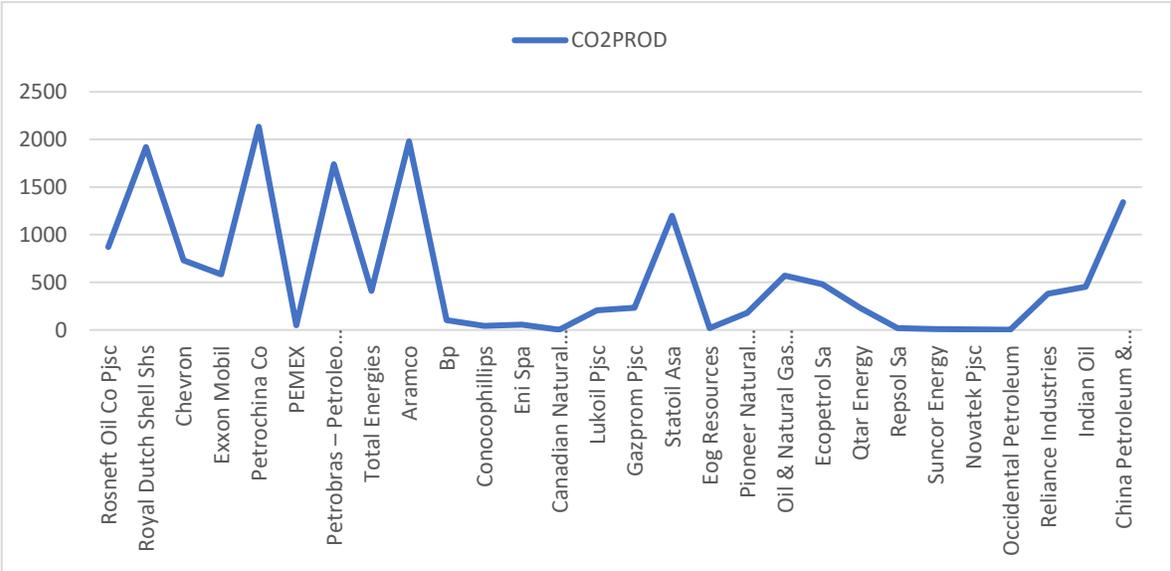
Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

2.4.3 Desempeño ambiental del sector *upstream* 2014

A partir del 2013 durante la decimoctava Conferencia de las partes sobre el Cambio Climático (COP18) recién se ratificó la segunda etapa del tratado de Kyoto, uno de los primeros esfuerzos internacionales que coordinaba regulaciones y recomendaciones para la reducción de las emisiones de gas invernadero (Secretaria de Gobernación, 2023). Una de estas medidas era el registro y medición de la intensidad de las emisiones de los gases invernadero por parte de las empresas privadas, y la creación de instituciones regulatorias que lo observaran. En particular para las empresas de la industria petrolera significó la obligatoriedad de realizar reportes anuales sobre sus esfuerzos para mitigar el impacto negativo al ambiente (en años posteriores se incorporaron también los objetivos sociales), si es que las empresas deseaban poder realizar la venta y distribución de sus productos de manera internacional y mediante el uso de derivados financieros en las diferentes casas de intercambios (BM, 2018).

Las empresas, aún sin estar obligadas legalmente a seguir lineamientos o recomendaciones, sí empezaron a realizar la medición de sus emisiones de gases invernadero, principalmente de CO2 y de metano, además de diferenciar la intensidad de cada sector. Para el 2014 los resultados de dichas mediciones se exponen en la gráfica 16.

Gráfica 15. Emisiones CO2 toneladas métricas 2014.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Durante 2014 las empresas que produjeron más emisiones de CO2 fueron Petrochina, Shell, Aramco y Petrobras dentro de un rango de 1700 a 2100 toneladas métricas. Esta información coincide con las empresas de mayor producción e intensidad en capital y mano de obra, pero destaca la empresa Chevron la cual muestra una cantidad inferior a pesar de su participación en la producción global.

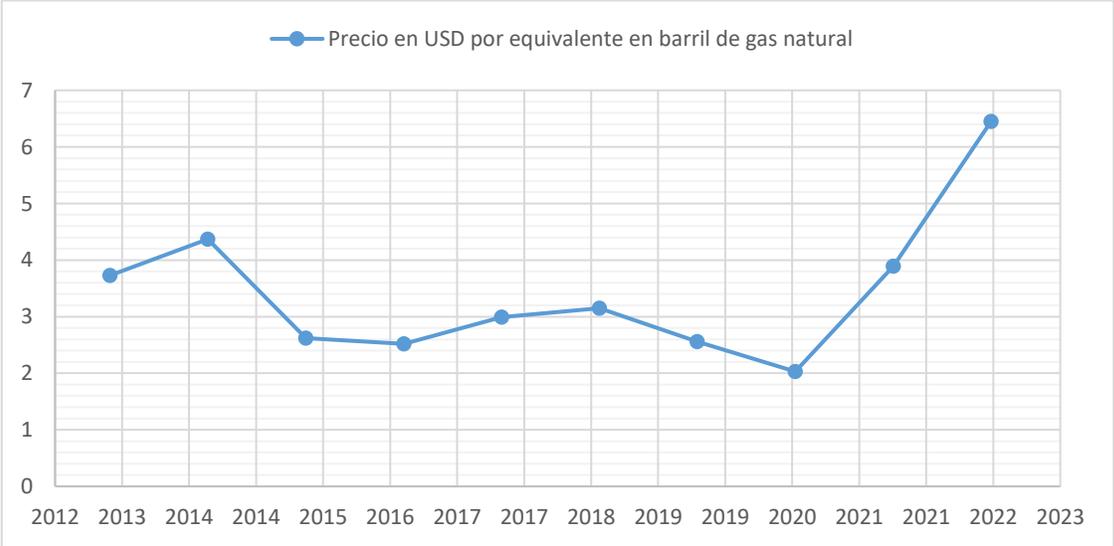
Por otra parte, las empresas de India muestran los niveles más bajas emisiones contaminantes. El país más contaminante es China, dado que Petrochina y China Petroleum & Chemicals en sumatoria generaron más de 3 mil toneladas métricas de CO2, seguidos por las empresas rusas que generaron 2.6 mil toneladas métricas de CO2.

2.5 Producción del sector *upstream* 2018

Durante 2018 la industria petrolera experimentó la caída de los precios más relevantes de las últimas dos décadas. Los precios cayeron de los \$130 USD por barril promedio a estar por debajo de los \$40 USD por barril (BM, 2023). Sólo de 2014 a 2016, los precios descendieron un 70%, esto generó un impacto directo en los ingresos de las empresas países productores y exportadores de crudo (BMG, 2018).

Respecto a los precios del gas natural, éstos sufrían también una reducción generalizada en una proporción menor, además los precios de éste mostraron mayor estabilidad hasta 2019 (EIA, 2023). En la gráfica 17 se puede apreciar que incluso para el 2018 ya se había logrado un repunte en el precio de un 50% llegando a los \$3.12 USD por equivalente de barril de gas natural mientras que el petróleo mantenía su tendencia a la baja donde su recuperación se vería en los siguientes años.

Gráfica 16. Precios de gas natural 2014-2022.



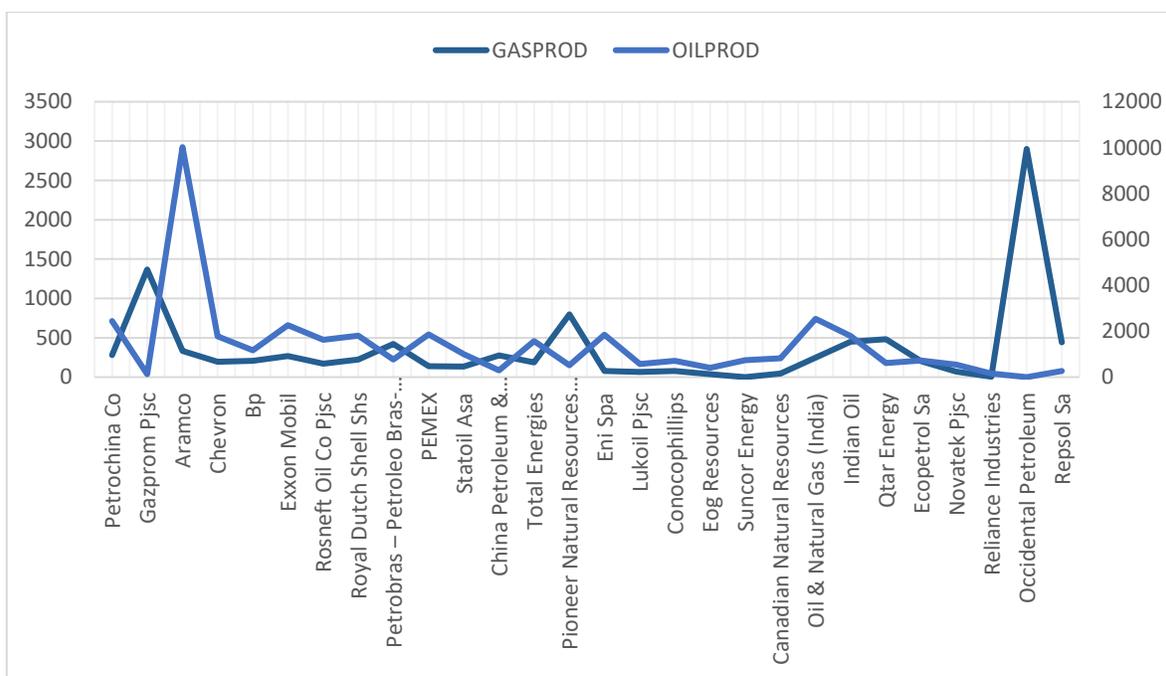
Fuente: Elaboración propia, con base en los datos de la Administración de Información sobre energía de Estados Unidos (EIA), 2023.

El Banco Mundial, en su reporte de 2018 titulado el “*Global Economic Prospects*” enuncia algunas de las razones por las cuales la industria petrolera, y específicamente el sector

upstream, sufrieron la caída de precios y disminuyeron considerablemente su participación en la economía de cada país y en las transacciones mundiales. Dentro de este período de tiempo EE.UU. experimentó un gran auge en su producción petrolera, el aumento de la producción le permitió lograr un alto nivel de utilidades aún a costa de la reducción en los precios que ocasionó el aumento de la oferta (BM, 2022).

El exceso de oferta modificó las perspectivas de la demanda, especialmente de los países pertenecientes a las OPEP, durante los años de 2017 a 2018 se experimentó una reducción adicional de los precios ante una producción de distintos proveedores y una demanda que no mostraba las mismas tasas de crecimiento. Se establecieron políticas ambientales más robustas que pretendían el relevo de consumo energético con fuentes más limpias, además del desarrollo y consolidación de proyectos de energía renovables (EIA, 2023).

Gráfica 17. Producción petróleo/gas 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

La importaciones de crudo no fueron las esperadas, lo que ocasionó dos efectos: a) el primero explica que las naciones exportadoras no lograron los ingresos deseados, por lo que se

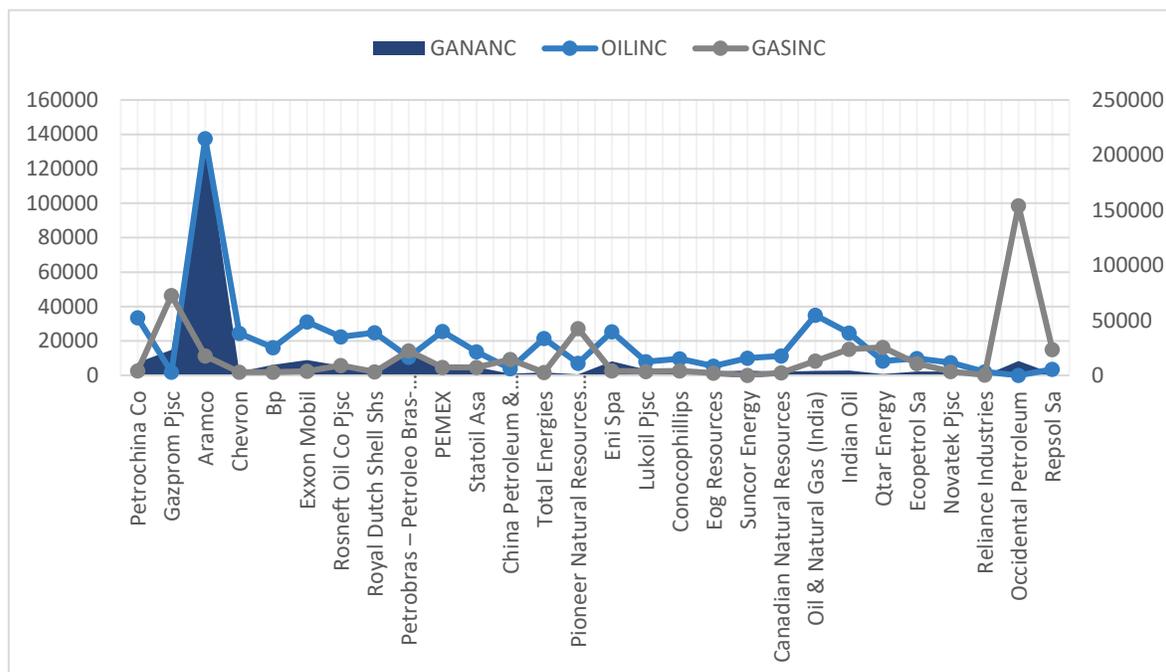
desaceleró su economías y b) el segundo muestra que las economías en desarrollo, en su mayoría importadores, tampoco lograron el crecimiento proyectado en consecuencia a dicha desaceleración; y necesitaron aumentar su compra de crudo ya que al no aumentar su producción, su consumo energético permaneció similar a periodos anteriores y en algunos casos disminuyó (Gómez, *et al.* 2018). Durante este período, se puede observar que sólo destaca Aramco por su producción de crudo 5 veces superior a sus competidores más cercanos Exxon y Oil & Natural Gas (India), y Occidental Petroleum con su producción de gas 2 veces superior a su competidor más cercano Gazprom.

2.5.1 Ingresos y utilidades del sector *upstream* 2018

En 2018 los ingresos petroleros se distribuyeron entre las empresas de manera más uniforme, y solo destaca la empresa Aramco al ser la empresa de mayor recolección de ingresos derivados del petróleo, 5 veces superiores a las empresas de mayor producción Oil & Natural Gas, Exxon y PEMEX. Además, fue la empresa que obtuvo las mayores utilidades, 6 veces superiores a Petrobras y Gazprom que fueron las siguientes empresas de mayor rentabilidad.

Las empresas indias y rusas que en 2014 habían mostrado un mejor rendimiento ahora no se destacan en ingresos ni en utilidades. Únicamente, la empresa india Occidental Petroleum exhibió un aumento considerable en sus ingresos derivados del gas natural y una ligera obtención de utilidades. En este último concepto la gráfica 19 se aprecia como la industria en general experimento una desaceleración y como los ingresos derivados de la extracción de gas se vuelven más relevantes respecto a las nuevas restricciones ambientales y las nuevas tendencias de consumo energético. Para el 2018, se dieron los primeros síntomas de la transición energética derivada de los cambios en los precios y los cambios en la demanda de energéticos.

Gráfica 18. Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Durante este periodo la producción logró apenas un crecimiento del 2.3% respecto del 2014 lo cual representó una desaceleración importante donde la demanda no pudo respaldar la producción, de manera específica esta contracción se dio en mayor proporción sobre la producción petrolera donde solo creció un 1.32% mientras que la producción de gas logró un crecimiento de su producción de 6.3%, el aumento de la producción de gas y del ingreso obtenido sin embargo se concentró en seis empresas, Gazprom, Aramco*, Petrobras, Eni Spa, Qatar Energy* y Occidental Petroleum*, destacando que tres de estas empresas operan mayoritariamente en países miembros de la OPEP.

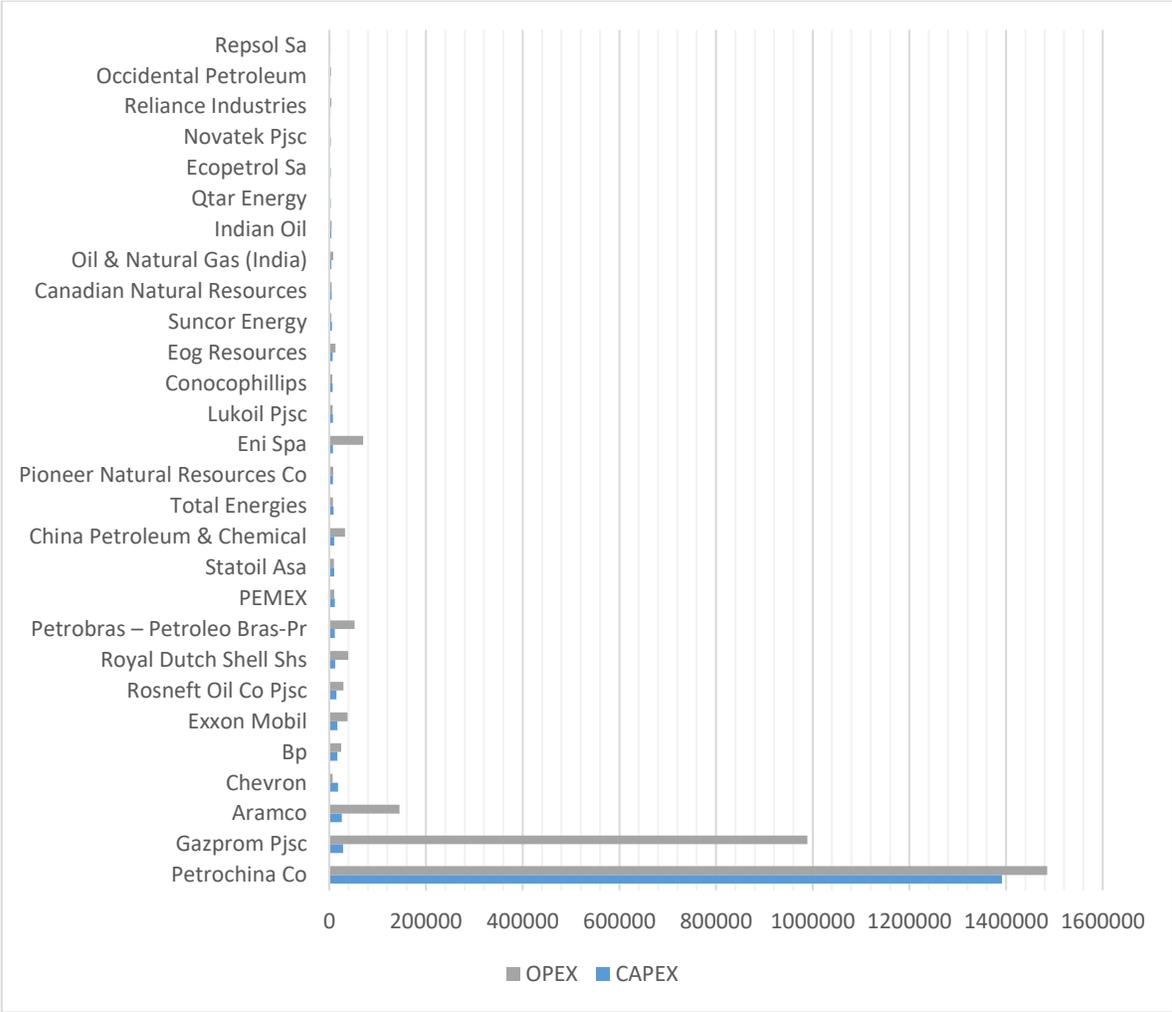
Las empresas rusas Gazprom, Rosneft Oil Co, y Eni Spa en conjunto igualan la producción de Occidental Petroleum pero obtienen apenas la mitad del ingreso y apenas una tercera parte de las utilidades, esto es relevante las empresas mencionadas tienen similitudes en el tipo de propiedad como NOCs, pero en el caso de la empresa hindú sus operaciones son menos concentradas y permite mayor contratos con empresas privadas y de diferentes naciones, y

en las rusas el capital es mayoritariamente ruso y su operación se concentra para el abasto de Europa y China, mientras que la empresa Occidental Petroleum diversifica su producción y aprovecha la infraestructura de sus vecinos que incluye la distribución de gas a medio oriente, norte de África, Oceanía, China, Corea del Sur, Taiwán, Filipinas y Japón (Occidental Petroleum, 2019).

2.5.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector *upstream* 2018

Durante 2018, tanto los gastos en capital como los gastos operativos, se redujeron considerablemente, y sólo algunas empresas mantuvieron sus gastos operativos como Aramco, que tuvo una reducción del 42% respecto al 2014 y Gazprom que lo redujo en un 38%. Petrochina como excepción, mantuvo su inversión en capital con una reducción del 18.32% y de gastos operativos del 8.5%. Se puede inferir que la obtención de utilidades por parte de Aramco se destaca por reducir sus gastos, y mostrar la mayor producción petrolera, siendo la empresa que mayores utilidades obtuvo durante 2018 a pesar de la contracción de los precios del crudo y aumento marginal de los precios del gas natural.

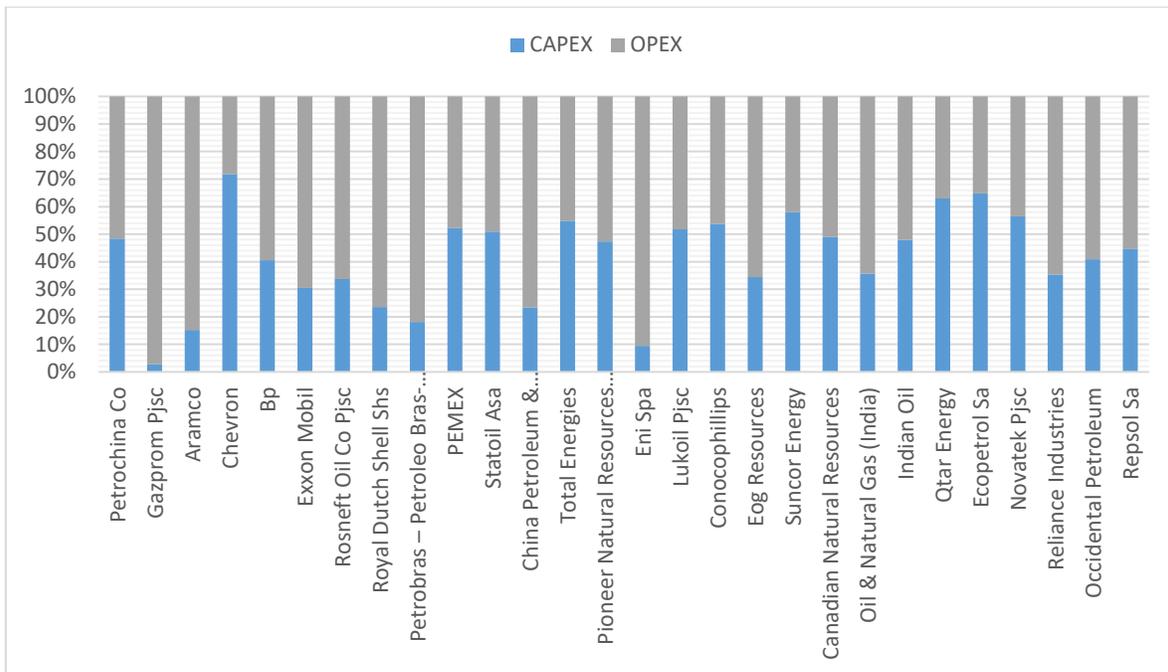
Gráfica 19. Capex y Opex 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

En la gráfica 20 se observa que en 2018 las empresas eligieron emplear sus ingresos de manera más intensiva en los gastos operativos. En el aspecto monetario durante 2018 se puede decir que la empresa adoptó una mayor intensidad en gastos operativos, pero debido a la contracción y aún en los niveles más bajos presentados en esta investigación, aún las empresas distribuyeron su recurso monetario entre capital y gastos operativos, en promedio la industria distribuyó un 65% en gastos operativos y un 35% en gastos en capital.

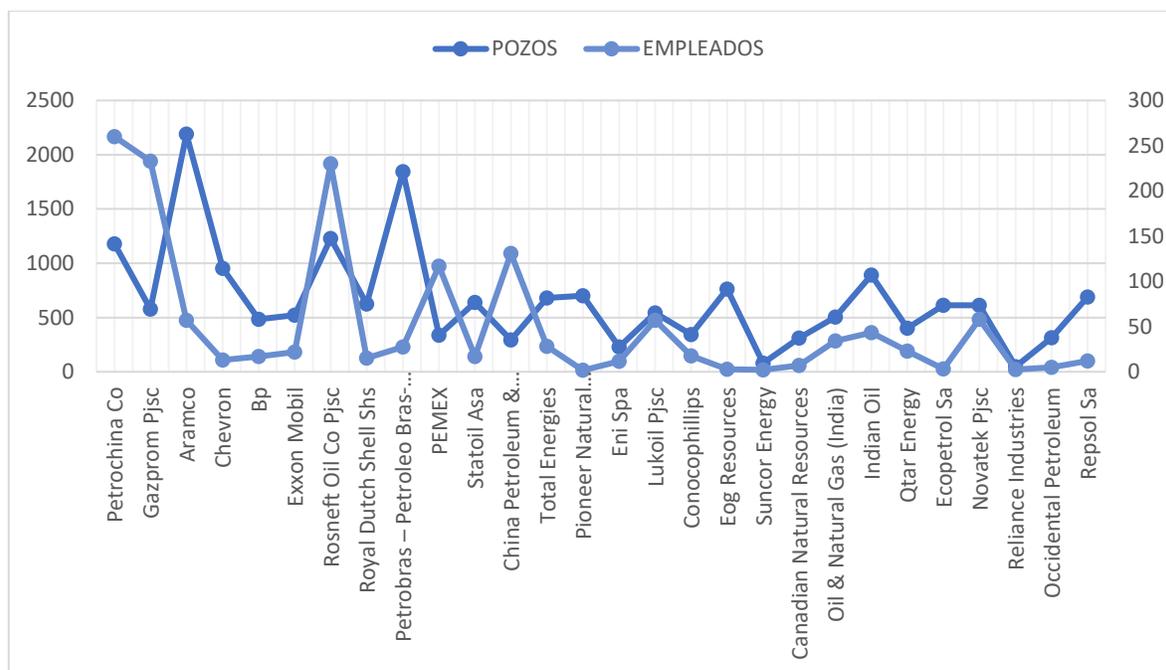
Gráfica 20. Proporción CAPEX/OPEX de las empresas del sector *upstream* 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Las empresas rusas muestran las proporciones más bajas de inversión en capital durante este periodo, Gazprom registra el 2.85%, Eni Spa con el 10.2% y Rosneft con 32.1%. Las empresas que en proporción invirtieron sus recursos monetarios en capital fueron Chevron con un 71% y Ecopetrol Sa con un 64%. PEMEX en particular tanto en 2014 como en 2018 mantuvo su proporción cerca del 50%.

Gráfica 21. Pozos vs número de empleados 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

De manera física el desempeño de las empresas se muestra en la gráfica 21. Se observa que existen variaciones relevantes respecto al 2014, pero es el número de empleados aquel que sufre más cambios, y durante 2018, se puede apreciar que dichos cambios superan en algunos casos a la cantidad de variación en el número de pozos de extracción activos. En particular en las empresas como Petrochina*, Aramco*, Petrobras*, Pioneer Natural, Eog Resources, Indian Oil*, Qatar Energy*, Ecopetrol Sa*, Occidental Petroleum* y Repsol, en su mayoría empresas que pertenecen a la OPEP.

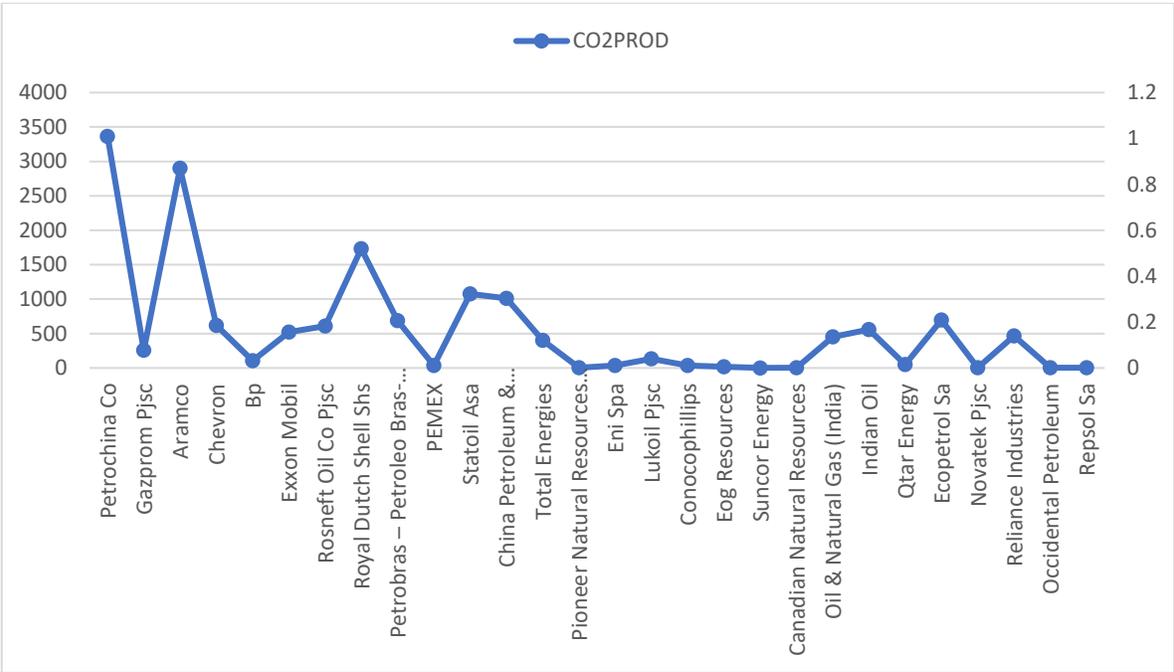
Más que en respuesta a las condiciones de 2018, se puede inferir que aquellas empresas que estratégicamente modificaron su intensidad durante 2018 respondieron de mejor manera a la reducción de la demanda y a la disminución de los precios, esto junto con la adecuación de la producción de petróleo y de gas afectó el desempeño final de dicho periodo. Por lo que la transición permite que, en la presente investigación, se analice en conjunto como se emplearon los ingresos, el modo en que se modificaron el uso de factores de producción de manera física y cómo afectaron al medio ambiente. Además de mostrar un escenario previo

que es relevante para las mediciones futuras, presisando la importancia de incorporar en un análisis integral las variaciones de producción con las decisiones estratégicas de cada empresa sobre su composición organizacional, diversificación de producción y uso de sus recursos económicos.

2.5.3 Desempeño ambiental del sector *upstream* 2018

Durante 2018 se fortaleció el seguimiento de medidas ambientales y se formalizaron cambios en el Acuerdo de Kyoto y el Acuerdo de París, en particular para la industria petrolera se sometieron a escrutinio más riguroso sobre sus proyectos nuevos, la erradicación o reducción del empleo de técnicas como el *fracking*, continuidad y aplicación de mecanismos de medición más precisos para la medición de emisiones de gases invernadero (EIA, 2019).

Gráfica 22. Emisiones CO₂ toneladas métricas 2018.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

En 2018 aparecen de nuevo las empresas más contaminantes Petrochina*, Aramco* y Shell, pero empresas como Occidental Petroleum, Gazprom y Rosneft mejoraron, mostrando una

disminución de sus emisiones cerca de un 43% respecto al 2014, mientras que China Petroleum y Statoil se mantienen en los mismos niveles de producción de CO₂. PEMEX en particular se muestra como una de las empresas menos contaminantes, sin embargo, durante 2018 tanto EE.UU. como México, mostraron una colaboración reservada con dichos lineamientos (EIA, 2019). Tanto la administración de Donald J. Trump como la de Manuel López Obrador, se centraron en aumentar la producción interna, particularmente de petróleo, y en expandir la infraestructura de procesamiento y distribución (BM, 2018). A pesar de esto, las empresas de EE.UU. muestran mejores registros sobre las emisiones.

De manera general, la industria redujo sus niveles de emisiones de CO₂ y de otros gases de tipo invernadero, en conjunto con los otros resultados. Esto se puede derivar de la menor inversión en pozos y a la reducción de la producción, pero también es importante considerar que se puede considerar dentro de los gastos operativos la inversión en medidas ambientales y sociales que estuvieran directamente encaminadas a reducir el impacto ambiental.

2.6 Producción del sector *upstream* 2022

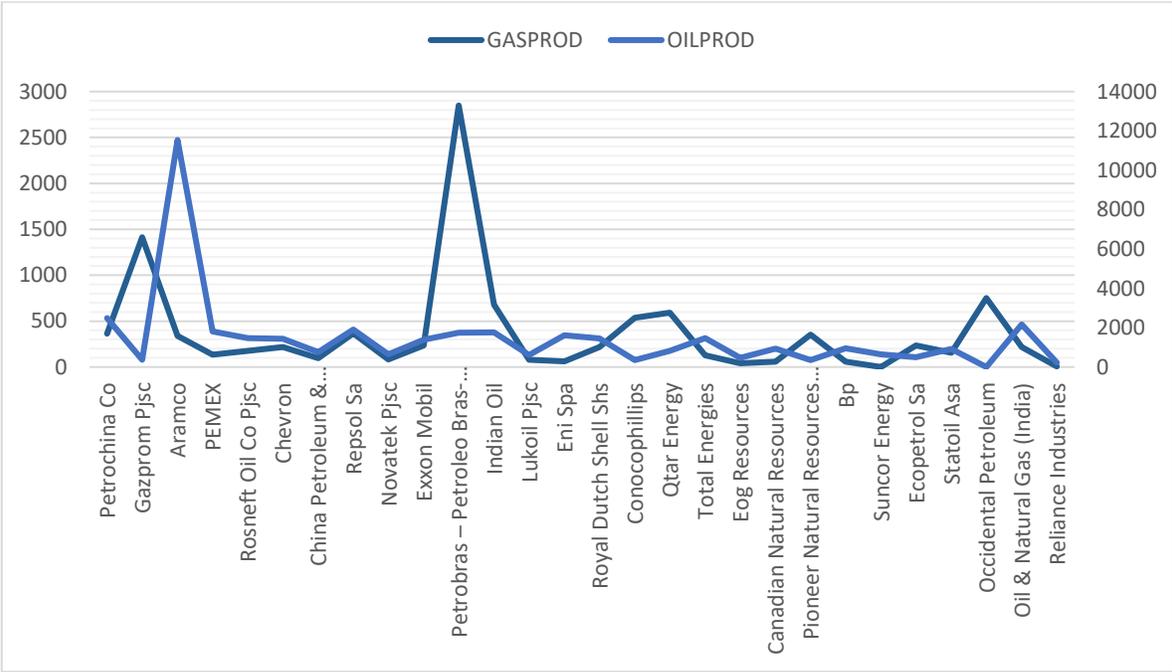
Para la industria petrolera, y en particular para el sector *upstream*, el inicio de la apertura comercial y de actividades post pandemia del coronavirus 19 (COVID 19), además de las restricciones aplicadas a Rusia debido al conflicto que presentó con Ucrania y a la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN), se afectaron directamente los precios de las cadenas de suministro de petróleo y de gas en el mundo, teniendo el mayor impacto en los países europeos (EIA, 2022). El entorno económico global se caracterizó también por presentar una inflación globalizada. El encarecimiento de los recursos energéticos en algunos países, debido a la reducción de la oferta, fue en 2019 un factor determinante para el aumento sostenido de los precios debido en gran parte a que el encarecimiento en combustibles y precio de la energía derivó en el aumento de las cadenas de suministro (BM, 2023).

Durante este periodo la demanda petrolera se recuperó llegando a los 100 mb/d, mientras que la oferta alcanzó los 101.7 mb/d, lo cual representó una recuperación del 12% respecto al 2018. El precio máximo alcanzado por la mezcla BRENT fue de \$102 USD/barril, pero en febrero de 2022, la OPEC+ implementó límites de producción que mantuvieron los precios

de la mezcla BRENT en \$80 USD/barril y la mezcla Nymex WTI en \$75 USD/barril (EIA, 2023).

Las exportaciones de petróleo de Rusia aumentaron en a 8,1 mb/d, el nivel más alto desde abril, ya que las exportaciones de diésel aumentaron en 300 kb/d a 1,1 mb/d. Las cargas de petróleo crudo prácticamente no cambiaron mes a mes, incluso cuando los envíos a la UE cayeron a 1.1 mb/d. Los cargamentos a India alcanzaron un nuevo máximo de 1.3 mb/d. Los ingresos por exportaciones, sin embargo, cayeron \$700 millones a \$15,800 millones debido a precios más bajos y descuentos más amplios para productos de origen ruso. Las exportaciones de gas natural de Rusia disminuyeron solo un 1.3% a pesar de las restricciones aplicadas por la UE. A partir de octubre de 2022 las exportaciones hacia China de gas de Rusia aumentaron un 19%, mientras que las exportaciones de India a China aumentaron en 2% (EIA, 2023).

Gráfica 23. Producción petróleo/ gas 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

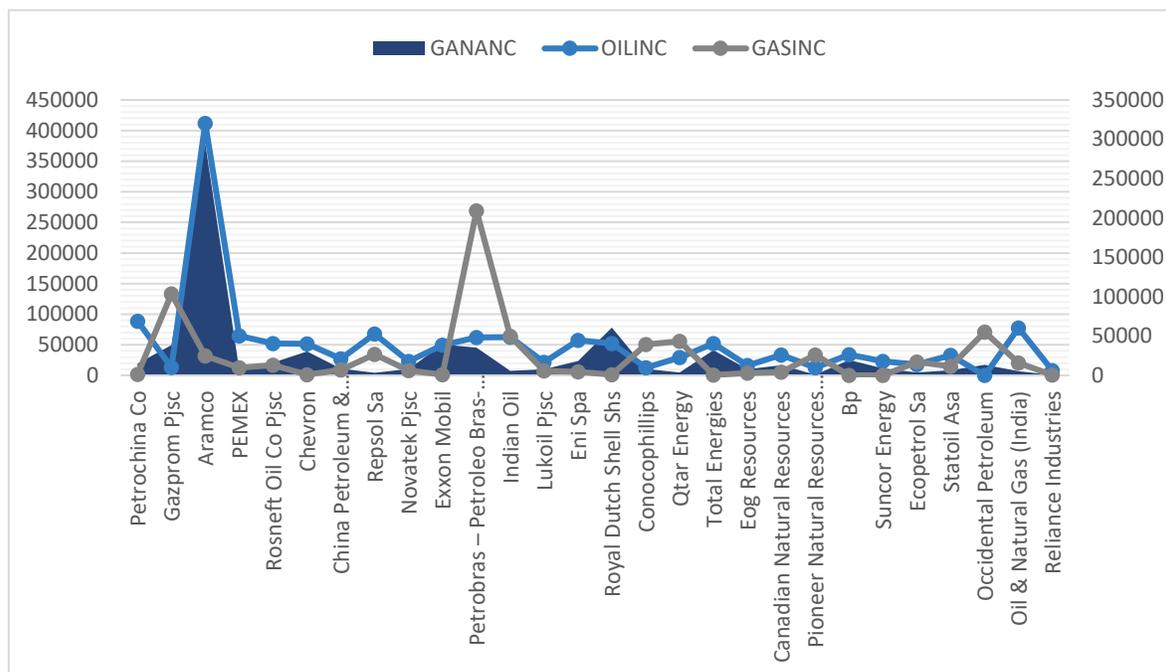
Durante el 2022, un mayor número de empresas aumentaron la producción de gas, mientras que la producción de petróleo se mantuvo en niveles muy similares entre empresas. En este aspecto en la gráfica 23 se observa que las empresas Aramco, PEMEX, Eni Spa, Total Energies, BP y Oil y Natural Gas aumentaron su producción de petróleo en mayor proporción a su producción de gas. Aramco continúa con el liderazgo, con una producción diaria de 11 mil barriles, 4 veces superior a la producción de Petrochina y Occidental Petroleum. En relación con las empresas que produjeron más petróleo, Petrochina mostró un aumento en la producción tanto de gas natural proporcionalmente mayor a la producción de crudo.

Respecto a la producción de gas natural durante 2022, se observa la clara tendencia hacia la transición de su producción, la mayoría de las empresas exhibieron niveles superiores a la producción petrolera, siendo los principales referentes Gazprom, Petrobras, Qatar Energy y Occidental Petroleum. Petrobras es la empresa de mayor producción registrando 2,840 toneladas métricas diarias. El aumento del precio del gas sólo fue superior en un 13% durante 2022 respecto a 2018, mientras que el precio del petróleo fue casi del 300% en el mismo año.

2.5.1 Ingresos y utilidades del sector *upstream* 2022

La recuperación en los precios de las mezclas de crudo y del gas natural tuvo un impacto en los ingresos de las empresas durante el 2022. Sin embargo, este periodo se destaca por la transición hacia los ingresos derivados del gas, en conjunto por fenómenos económicos inflacionarios, el aumento de la demanda y de la oferta de hidrocarburos, y el aumento de la demanda energética. La transición a la producción de gas natural también se vio favorecida, ya que los límites impuestos para los miembros de la OPEP no resultaron tan restrictivos como aquellos aplicados al petróleo (BM, 2023).

Gráfica 24. Ganancias vs ingresos del petróleo y del gas natural 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

Durante 2022 un mayor número de empresas lograron obtener utilidades, Aramco siendo el líder con \$411 miles de millones de USD es el único país de la muestra que logró utilidades con una mayor producción de petróleo que de gas natural, considerando que su producción es 4 veces superior a su competidor más cercano Oil & Natural Gas. El resto de empresas que obtuvieron un nivel superior de utilidades respecto al 2018 fueron Gazprom, Rosneft, Chevron, Novatek Pjsc, Exxon Movil, Royal Dutch, Total Energies, BP y Occidental Petroleum. Este registro muestra el aumento del número de empresas que obtuvieron utilidades cuatro veces respecto a 2018 y siendo dos empresas más que en 2014.

Por su parte, el ingreso derivado del gas natural incrementó significativamente, para la industria y significó un incremento del 252.2% respecto a 2018 y 322% respecto a 2014. La gráfica 25, exhibe la relevancia que obtuvo el ingreso del gas natural en 2022, y la mayoría de las empresas mejoraron sus ingresos principalmente por este producto.

Las empresas que obtuvieron un mayor ingreso derivado del petróleo fueron Aramco, Gazprom, Petrobras, Conoco, Qatar Energy, Pioneer Natural Resources y Occidental Petroleum. En este aspecto, las empresas que obtuvieron utilidades menores a aquellas que orientaron su producción al gas natural, a excepción de Aramco.

La diversificación de la producción de hidrocarburos de las empresas del sector *upstream* durante 2022, muestra que algunas empresas aprovecharon su organización e infraestructura para lograr una transición que les permitiera mantener un crecimiento en sus ingresos y utilidades. Durante este periodo se triplicó el número de empresas que mostraron ganancias llegando a registrarse 14 empresas.

Es relevante observar que dicha transición está determinada por la producción más que por los cambios en la cantidad de empleados y pozos explotados. Las elecciones en periodos anteriores y las inversiones de capital se vuelven relevantes para las empresas que tomaron la decisión estratégica de aumentar su producción en gas natural, por lo cual se espera que los niveles de eficiencia favorezcan a las empresas que así lo planearon y que hayan logrado un menor impacto ambiental.

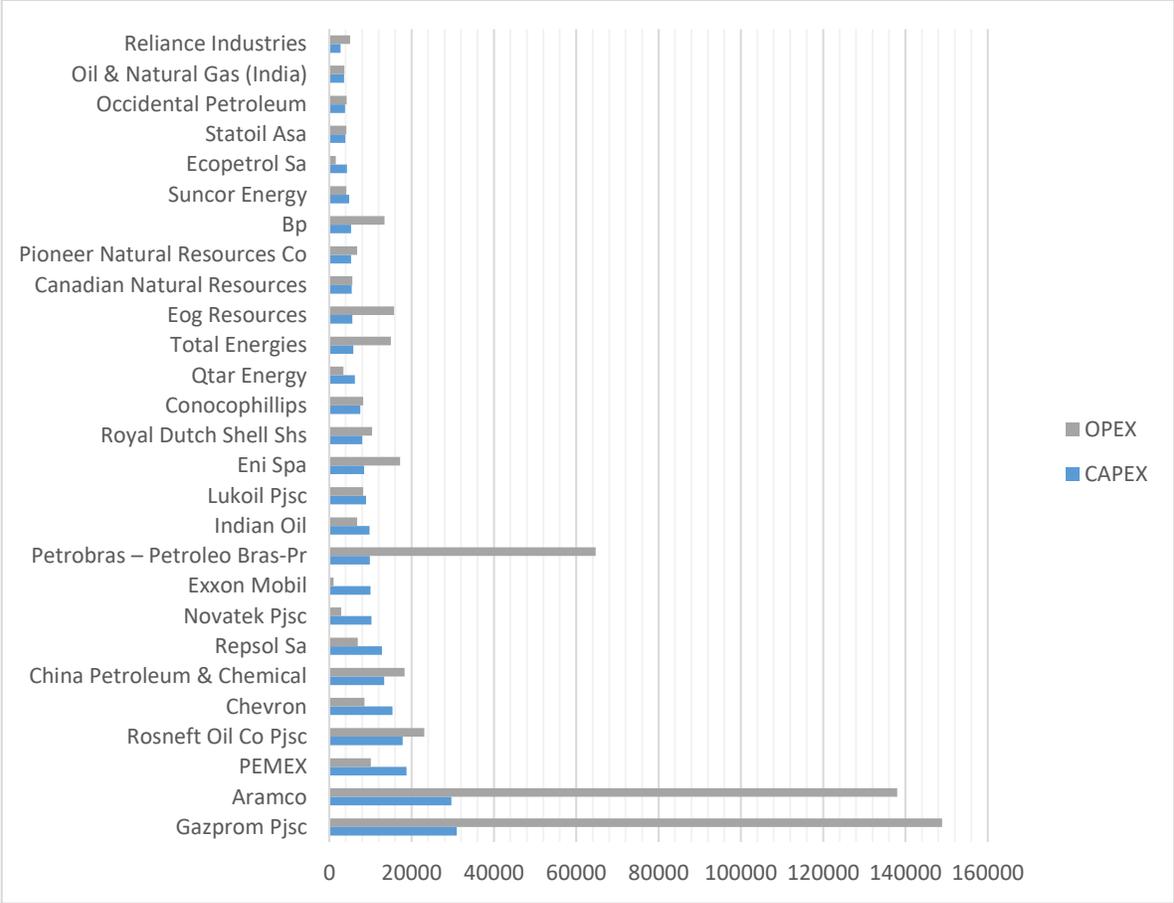
Si bien, durante este periodo los ingresos petroleros son proporcionalmente superiores a los del gas, la gráfica 24 revela que las empresas que obtuvieron un mayor incremento en sus ganancias, son aquellas que aumentaron más su ingreso por gas natural, y que además, habían realizado la transición desde 2018, como Petrobras, Gazprom y Conocophillips, y casos como el de Occidental Petroleum que lo hicieron desde 2014.

2.5.2 Gastos en capital y gastos operativos del sector *upstream* 2022

La recuperación de la demanda y el aumento de los precios durante 2022 mejoraron las condiciones para que las empresas aumentaran sus gastos en capital y de operaciones. Esto incluye la reincorporación de empleados y servicios al final de la pandemia de COVID 19. La capacidad de gasto reflejada durante 2022 muestra el objetivo y la planeación de las empresas, dadas las necesidades sobre sus objetivos de producción y logro de objetivos económicos, y para las NOCs, aquellos objetivos de carácter social.

Esta investigación incorpora el seguimiento de los objetivos ambientales para el 2022, analizando cómo el esfuerzo y el costo necesarios para disminuir el impacto negativo fue sustentable y con mejores resultados que en 2014, donde existían menores presiones. En 2018 donde existieron limitantes del mercado ya que fue un momento inicial sobre las reformas ambientales.

Gráfica 25. Capex y Opex de las empresas del sector *upstream* 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

La capacidad de gasto en capital de las empresas del sector *upstream* aumentó durante 2022 en promedio un 35% respecto al 2018, para este periodo la paridad entre gasto de capital y gasto operativo se mantuvo más equitativa entre la mayoría de las empresas bajo algunas excepciones como Petrobras y Gazprom que mantuvieron gastos operativos altos. Aun así, la capacidad de reconstrucción y la recuperación de proyectos detenidos también tuvieron un

impacto relevante en los gastos operativos, los cuales a diferencia del 2014 se muestran en mayor cantidad de las empresas superiores a los gastos en capital (IEA, 2023).

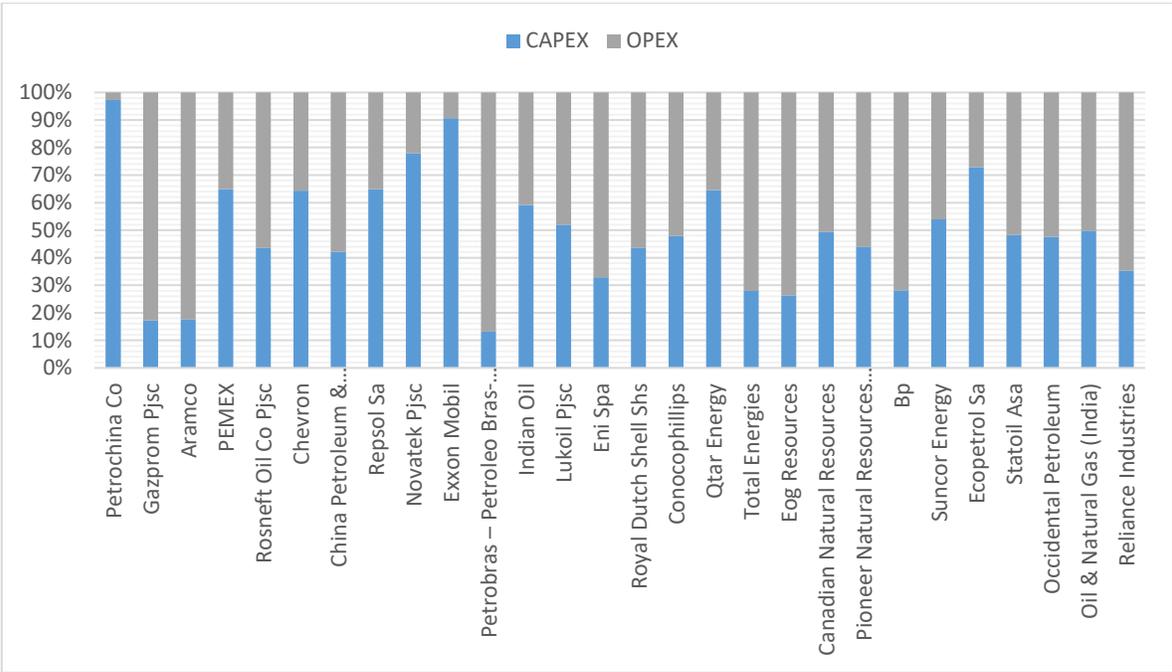
La única excepción es Petrochina que invirtió 4 veces más en capital que el promedio de las empresas con \$1.4 billones de USD de la muestra de esta investigación, y con sus gastos operativos en \$39 mil millones de USD, representan el mayor gasto operativo de toda la muestra (Petrochina, 2022). En el reporte anual de 2022, la empresa china revela que el apoyo gubernamental y los proyectos derivados de la nueva ruta de la seda incentivaron las inversiones en la empresa, además de la confianza en la demanda interna del país favorecieron la atracción de ingresos mediante derivados comerciales más atractivos y con precios a la alza que disminuían el riesgo y beneficiaban los dividendos de los inversores y aseguraban el precio de los compradores.

Las empresas que destacaron por sus gastos operativos fueron Petrochina, Gazprom, Aramco, y Petrobras, estas empresas tienen en común que operan como NOCs mayoritariamente, y aunque algunas han presentado procesos de privatización, en realidad parte del capital e ingresos que logran son destinados a cubrir los gastos operativos y deudas que presentan las empresas (API, 2023).

Las empresas PEMEX, Chevron, Repsol, Novatek, Exxon Mobil, Indian Oil, Lukoil y Suncor, a diferencia de 2018, durante 2022 fueron más intensivas en sus gastos en capital por diversas razones. Durante este periodo la tendencia de intensidad en el gasto operacional se revirtió y las empresas lograron cierto aumento o recuperación en sus ingresos.

Durante 2022 se pudieron observar dos transiciones relevantes, la de la producción de petróleo a gas, además del aumento de los ingresos derivados de este último, y el aumento en el gasto en capital. Se puede inferir que el reacondicionamiento de la infraestructura, los proyectos a futuro y la necesidad de mano de obra estuvieron orientados a los cambios necesarios para explotar de manera más eficiente la extracción de gas y diversificar de manera óptima las fuentes de ingresos del sector *upstream*.

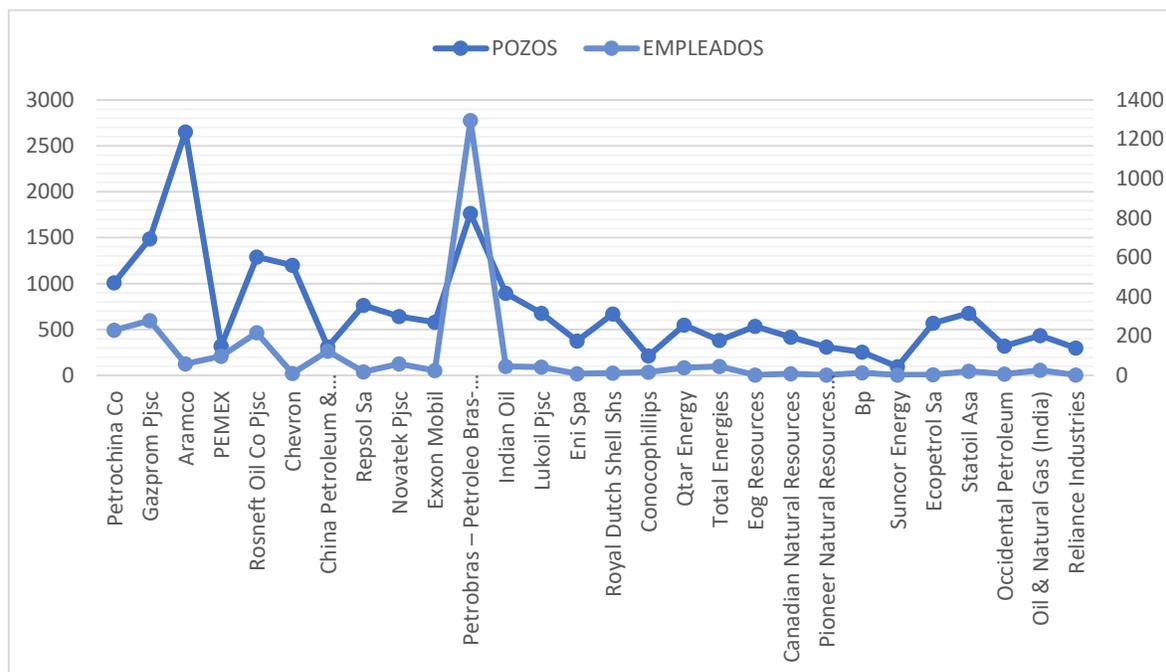
Gráfica 26. Proporción Capex/ Opex de las empresas del sector *upstream* 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

En 2022 las empresas aumentaron la intensidad en capital en sus gastos. Petrochina y Exxon Mobil fueron las empresas que mantuvieron una proporción por encima de 90% sobre el total de sus gastos. Petrobras, Gazprom, Aramco fueron las empresas que invirtieron más del 80% en gastos operativos. El promedio de la industria se mantuvo en 56% en gastos operativos y 44% en gastos en capital, aun cuando la industria mantuvo su intensidad en OPEX, el incremento en gastos de capital respecto a 2018 fue superior. La EIA, en el reporte del segundo trimestre de 2023, informó que esta tendencia se mantuvo a la alza y se visualiza que las empresas en conjunto destinaron más de 52% en gastos de capital durante 2023. En valor monetario, los gastos en capital fueron de \$123 miles de millones de dólares en gastos de capital, superando a los gastos operativos.

Gráfica 27. Pozos vs número de empleados 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

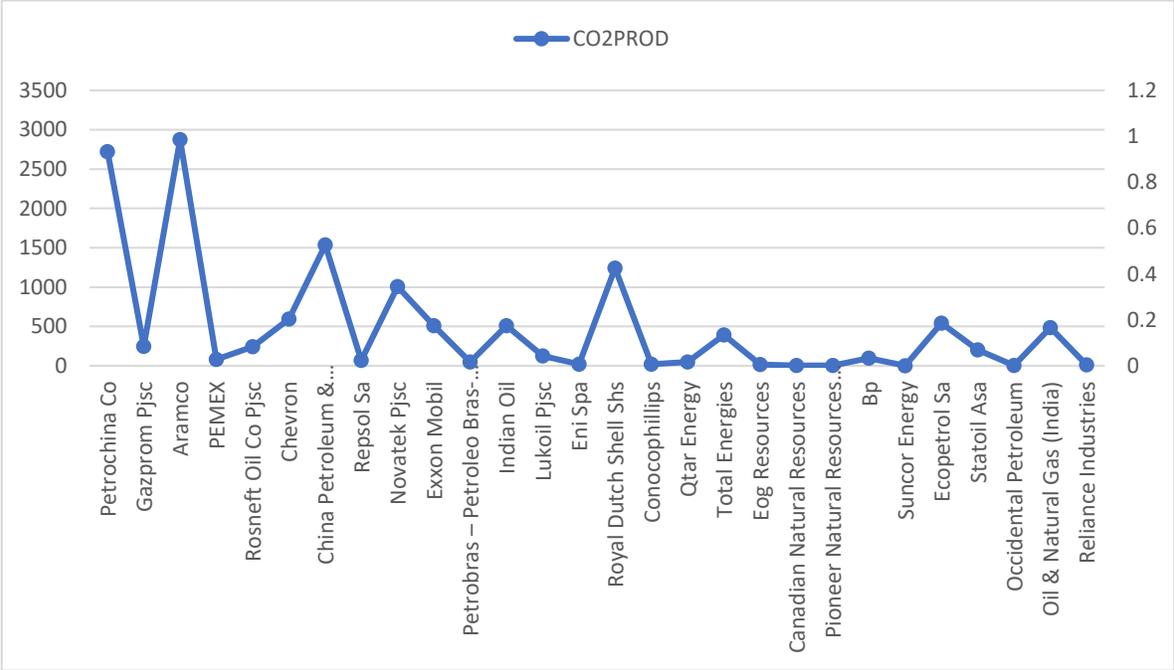
Aunque en 2022 la industria mostró un aumento del 12 % del personal activo promedio, la gráfica 28 exhibe una mayor estabilidad en este insumo, mientras que la dinámica que se presenta en los pozos de extracción activos, y por tanto, en el destino de la mayoría del gasto en capital, es superior en casi todas las empresas excepto Petrobras. De manera física, se puede inferir que la industria es más intensiva en capital que en mano de obra, y que los gastos operativos tuvieron un mayor impacto en la obtención de utilidades, mientras que los gastos en capital y en la producción de gas natural favorecieron la obtención de utilidades durante ese año.

2.5.3 Desempeño ambiental del sector *upstream* 2022

Las emisiones de CO2 en 2022 no presentaron una reducción considerable, en todo caso las empresas más contaminantes como Petrochina y Aramco redujeron sus emisiones en 500 toneladas métricas, pero en el caso del resto de las empresas la reducción en emisiones en

promedio solo alcanzó en 2.3%. En consideración con el aumento de la producción de gas y de petróleo, el incremento de los pozos de extracción y el mayor empleo de personal, estos tres factores deben de considerarse más profundamente para futuros estudios. Los insumos y los productos analizados aumentaron y esto puede suponer que el sector *upstream* de la industria petrolera logró reducir su impacto ambiental relativo (por cada unidad empleada y por cada unidad producida). Sin embargo, se mantuvo estable su impacto ambiental real, esto quiere decir que aunque creció el sector, éste generó emisiones de CO2 en cantidades muy similares a 2018.

Gráfica 28. Emisiones CO2 toneladas métricas 2022.



Fuente: Elaboración propia, con base en los datos obtenidos de las bases de datos y reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

CAPÍTULO 3

DESARROLLO SUSTENTABLE Y SUSTENTABILIDAD: UN MARCO REFERENCIAL

En este capítulo se presentan los conceptos bases sobre desarrollo sustentable, sustentabilidad y se desarrolla la discusión que existe sobre la incorporación de los objetivos sustentables en la productividad y eficiencia de las empresas. Es importante reconocer cómo las empresas pueden alcanzar objetivos económicos atendiendo las presiones ambientales y sociales, pues representa un costo adicional sobre sus operaciones, por lo que es relevante determinar si existen estímulos para que incurran en ellos. Además, es necesario conocer cómo afecta la incorporación de objetivos sustentables a su planificación a mediano y largo plazo en la industria petrolera.

3.1 Desarrollo sustentable

El desarrollo que se refiere a los objetivos de crecimiento económico, a la atención de las necesidades y derechos básicos, y al logro de los objetivos bajo condiciones necesarias para que sean sustentables (Mitlin, 1992).

El concepto de desarrollo sustentable se ha evolucionado a lo largo del tiempo. Según el informe de Gro Harlem Brundtland de 1987, el desarrollo sustentable es aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras, para satisfacer sus propias necesidades (Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo, 1987).

De manera más específica Pearce *et al.*, (2000), lo describe de través de la función matemática que vincula la producción, el consumo y la utilidad, donde el desarrollo sustentable requiere que la riqueza esté por encima de un nivel mínimo del crecimiento ecológico, es decir, que la proporción del crecimiento de las utilidades o de la producción debe ser marginalmente superior al crecimiento ecológico. Como resultado en la presencia de utilidades, el consumo debe ser mayor al mínimo necesario para cubrir las necesidades básicas, pero inferior al máximo necesario que comprometa los límites de la estabilidad ecológica.

Los gobiernos de las naciones más ricas del mundo pueden apoyar la noción de ciudades sustentables, sin admitir que son los consumidores y empresas de sus ciudades los que tienen que hacer las mayores reducciones en el uso de recursos y generación de desechos. La mayoría de los gobiernos de economías ubicadas en el emisferio norte, continúan concibiendo el crecimiento económico como el principal medio para reducir el desempleo y aumentar los ingresos. Estos consideran que es difícil combinar el crecimiento económico con disminuciones significativas en el uso de recursos no renovables y la generación de gases de invernadero, a menos de que haya una vinculación explícita entre la generación de empleo y estas metas.

El logro simultáneo de las metas sociales y ambientales, inherentes a la definición de desarrollo sustentable de la Comisión Brundtland¹⁴, implica políticas muy diferentes para reducir el desempleo y aumentar los ingresos (entre aquéllos con ingresos inadecuados que enfrentan el problema del crecimiento económico más directamente, y que además favorecen un menor uso y desperdicio de recursos). Si bien muchos gobiernos nacionales pueden asegurar que están promoviendo el desarrollo sustentable, pocos han comenzado a poner en práctica un marco fiscal e institucional que apoye un acercamiento al logro del conjunto completo de las metas del desarrollo sustentable en las áreas urbanas y rurales dentro de sus fronteras (Elmore, 1989; Haughton y Hunter, 1994).

Sin un compromiso serio por parte de los gobiernos, para reducir el uso de recursos, la generación de desperdicios y la emisión de gases de invernadero, así como para apoyar el cumplimiento de las metas del desarrollo sustentable, las empresas estarán renuentes a actuar. Esto aplaza las acciones por medio de las cuales se podría lograr que los patrones de producción y consumo responsables, busquen desperdiciar menos insumos, y se logre un consumo responsable de energía y la reducción sostenida de residuos no deseados y contaminantes (Mittlin y Satterthwai, 2014).

En su estudio, Satterthwai (1998) expone 5 directivas en el logro de objetivos sustentables, entre los cuales menciona que se debe minimizar la transferencia de costos ambientales a los habitantes y ecosistemas que rodean a la ciudad y/o a las empresas, es decir, que las reglamentaciones locales si afectan los estímulos para una producción responsable. Se debe asegurar el progreso hacia lo que suele llamarse consumo sustentable, o bien, asegurar que los bienes y los servicios necesarios para satisfacer las necesidades de consumo de todos sean obtenidos sin minar el capital ambiental de las naciones y del mundo. Esto implica por parte de las empresas y los habitantes de la ciudad que el uso de recursos, el consumo de bienes importados y la generación y disposición de desperdicios, sean compatibles con los límites del capital natural y no transfieran costos ambientales a otras personas o generaciones futuras.

¹⁴ “Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”.

Por lo que las empresas deben planear un sendero a largo plazo donde el uso del producto, también sea lo menos contaminante durante su degradación.

En su trabajo, Rees (1989) discute sobre las diferencias entre el desarrollo tradicional y el desarrollo sustentable, concluyendo que las actividades productivas están sumamente ligadas a mantener una biosfera sana. Expone que el desarrollo sustentable requiere que se mantengan la biodiversidad y la productividad en las economías en desarrollo, ya que esto favorece a que se mantengan y mejoren las condiciones de abajo hacia arriba (de actividades primarias a los sectores con mayor nivel de tecnificación).

Las políticas desarrolladas por parte de gobiernos democráticos proporcionan un marco de trabajo para asignar y administrar los recursos ambientales, pero fallan en su implementación para crear incentivos que salvaguarden dichos recursos para generaciones futuras (Holmberg, Bass y Timberlake, 1991).

Por su parte, Daly (1990), también realizó una diferenciación sobre el desarrollo sustentable respecto a las diferentes dimensiones que alcanza dependiendo de la economía o sector que se esté analizando. Expone la diferencia entre el crecimiento sustentable y el desarrollo sustentable, donde describe la incompatibilidad entre el crecimiento económico constante y el logro de los objetivos de sustentabilidad. En su trabajo menciona que es necesario que se planteen con anticipación los objetivos por parte de la empresa, condicionando los objetivos de cuota de mercado y aumento de la producción, mediante planeación a largo plazo y la diversificación de los insumos necesarios. Adicionalmente, reconoce que el desarrollo sustentable requiere un compromiso con los recursos naturales y con el crecimiento económico, pero también hace conciencia que la sustentabilidad tiene origen natural y estructural (como parte de la cultura organizacional de las empresas).

En la investigación de Adams (1990) se señala que el desarrollo sustentable es sintético, esto quiere decir que, éste se injerta en la planeación de las empresas y en el desarrollo de las políticas, entonces no tiene un impacto en la gestión de recursos naturales y se refiere al poder de decisión que se tiene sobre ellos.

La pobreza y el cambio climático también se relacionan con el desarrollo sustentable, de hecho, Sachs (2000) contribuyó a la construcción del desarrollo sustentable a través de estos conceptos. Sachs es uno de los autores principales del informe del Milenio de las Naciones Unidas, que estableció los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), entre los cuales se encuentra garantizar la sustentabilidad ambiental y la colaboración internacional para el desarrollo. Este autor realiza la diferenciación sobre el desarrollo sustentable y el eco-desarrollo. El segundo término se aprovecha de las condiciones cambiantes del mercado y la nueva percepción de valor por parte de la cadena de suministro para buscar oportunidades y lograr una mejor distribución de los beneficios generados por las empresas. Al mismo tiempo, las empresas mantienen una mejor reputación mediante proyectos que administran, cuidan y mejoran las condiciones ambientales, mientras que el desarrollo sustentable se limita a reaccionar a las limitaciones ambientales.

Acorde a este avance, Pezzey (1989), discute que es posible lograr un aumento en el ingreso *per cápita* siempre y cuando se dé como resultado de un fuerte progreso tecnológico y políticas sobre conservación de los recursos. Muestra cómo el empleo de las mejores técnicas y aquellas que son de vanguardia incentivan el crecimiento económico y permiten el cambio estructural donde se incorporan, logrando los objetivos sobre sustentabilidad en la operación y el crecimiento a largo plazo. Esto da origen a un ciclo donde el crecimiento económico también permite la inversión en tecnologías y el consumo de insumos más limpios, con un menor número de residuos o con el reciclaje de productos obsoletos.

3.2 Sustentabilidad

En el estudio de Conway y Barbier (1987) conceptualizan a la sustentabilidad como la habilidad de mantener la productividad, mientras se conservan los recursos naturales de una nación ante el efecto de momentos de crisis o de *shock*. Exponen una discusión respecto a la naturaleza de la sustentabilidad, y señalan que ésta es sólo uno de los cuatro elementos sobre explotación de recursos naturales, donde también es relevante la productividad, la estabilidad y la equidad en su distribución. Respecto a este último elemento, mencionan la importancia de la distribución, ya que no solo debe ser equitativa durante el periodo analizado, sino que se debe considerar para las generaciones futuras.

El concepto de la sustentabilidad debe plantearse a largo plazo (Pezzey, 1989). Esto se deriva de la necesidad de considerar criterios intra e intergeneracionales, lo cual requiere que se establezcan restricciones presentes y futuras, pero también expone la dificultad para que todos los proyectos productivos sean o deban ser sustentables. En este aspecto, es recomendable que los proyectos logren la mayoría de los objetivos planteados por Conway y Barbier (1987).

En su trabajo, Mitlin (1992), identificó como se pueden diferenciar las estructuras sociales y las prácticas que son compatibles con un mayor número de los objetivos sobre el desarrollo sustentable de aquellos sistemas sociales con prácticas más sustentables que pueden incentivarse y difundirse para que logren mayor alcance.

Según Strong (1992), es necesario atender la sustentabilidad desde los patrones de consumo vigentes, donde se cubren las necesidades particulares de las regiones o de las economías, ya que los costos sobre sustentabilidad pueden ser cubiertos por las comunidades que no esperan ciertos beneficios y se aprovechan las oportunidades de mercado de las regiones que están menos dispuestas a renunciar a condiciones inherentes a las restricciones propias de los objetivos de la sustentabilidad. Esta perspectiva menciona que las generaciones futuras pueden estar dispuestas a renunciar a ciertos beneficios de manera colectiva siempre y cuando se ofrezcan alternativas de vanguardia y adecuadas al nivel tecnológico al que tienen acceso.

Una contribución importante desde una perspectiva económica sobre sustentabilidad es la “Teoría de los sistemas de precios de bienes ecosistémicos” desarrollada por Sachs (2017). Sostiene que el valor de los bienes y servicios que proporcionan los ecosistemas, como la polinización, la protección contra desastres naturales y la regulación del clima, debe ser incorporado a los precios de los productos en el mercado. De esta manera, se incentivaría a las empresas y a los consumidores a tomar en cuenta el impacto ambiental de sus decisiones de producción y consumo, lo que contribuiría a un desarrollo económico más sostenible en adición a la medición y gestión de los residuos tóxicos, control de emisiones y reducción de la huella ambiental.

Otra contribución importante desde una perspectiva económica es la “Teoría del valor ecológico total” desarrollada por Arrow (1995). Él sostiene que el valor total de un

ecosistema no se puede medir sólo en términos de los beneficios económicos que proporciona, sino que también debe incluir su valor intrínseco, es decir, el valor inherente que tiene para la vida en sí misma y para la conservación de la biodiversidad. De esta manera, se pueden tomar en cuenta todos los costos y beneficios asociados con la preservación de los ecosistemas y tomar decisiones más informadas sobre cómo gestionarlos de manera sostenible. Sin embargo, esto agrega un costo sumamente elevado sobre los costos de producción y explotación de las empresas, principalmente en el caso de recursos no renovables.

Hasta la fecha, se han realizado varios estudios para evaluar el medio ambiente utilizando la valoración contingente. Sin embargo, este método fue muy controvertido y muchos expertos todavía dudan de su validez. Para esto, el Consejo General de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) reunió a varios premios Nobel, incluidos Kenneth Arrow y Robert Solow, en diciembre de 1993, para determinar si una valoración de la condición permitía proporcionar valores confiables suficientes para ser utilizados en la evaluación económica de los recursos naturales y la calidad ambiental. La junta concluyó en que los resultados de la evaluación de contingencia pueden proporcionar evaluaciones suficientemente confiables para la valoración ambiental y las reglas propuestas que deben seguirse para la implementación correcta de los estudios de evaluación prospectiva.

La contaminación y su contraparte, el deterioro de la calidad ambiental, es en sí misma una falla de mercado que ocasiona que no se alcance el resultado de asignación óptima de recursos. Las fallas de mercado que dan lugar a la contaminación son la existencia de mercados incompletos, las externalidades, el hecho de que los bienes ambientales tienen características de bienes públicos (donde hay no-rivalidad en el consumo y no exclusión), la presencia de no convexidades y de información asimétrica. Esto significa que los costos totales para la atención ambiental involucran a la empresa productora, a otras empresas, a la población y al medio ambiente (Viniestra, *et. al.*, 2003).

La existencia de mercados completos implicaría que existan mercados para cada uno de los bienes de tal manera que cada individuo pueda intercambiar cada bien hasta lograr una asignación óptima de recursos. Esto sucede siempre que se cumpla dicho teorema del

bienestar. De no ser así, la asignación de recursos será ineficiente (Bator 1958¹⁵). Esto hace que el problema de determinar la propiedad sobre los productos no deseados complique la dinámica del cálculo.

Entonces, los mercados no asignan de manera eficiente los recursos cuando se trata de bienes públicos. La calidad ambiental en sí misma es un bien público, por lo que su provisión descentralizada es subóptima. La falta de mercados para el intercambio de la calidad ambiental como bien público o de los residuos contaminantes hace que no exista un precio para reflejar el valor que ésta tiene para la sociedad. Es por ello que debe utilizarse algún método alternativo para determinar el valor que dicha calidad ambiental tiene para la sociedad (Viniegra, *et. al.*, 2003).

En su trabajo, Viniegra *et. al.* (2003) sugieren la valoración contingente donde divide las consecuencias con datos reales. En cambio, Sueyoshi y Goto (2011) sugieren que, si bien la determinación de esta proporción puede no ser objetiva, la medición de la eficiencia de producción de una empresa incorpora los efectos y la atención que tiene ésta y quizá un sector completo (si se incorpora a toda la competencia). Además, permite determinar si existe algún elemento que distribuya de manera más eficiente los recursos, y por tanto, en el mediano o largo plazo oriente el desarrollo tecnológico. Dicha empresa mantendría sus estrategia de crecimiento económico atendiendo las necesidades futuras para su explotación de recursos y la venta al mejor precio de sus productos; a su vez se permitan adquirir la tecnología más limpia y mejorar sus economías de escala que reducirían sus externalidades negativas. Por lo tanto, la empresa (o grupo de empresas) determinan una vertiente que desgasta menos el medio ambiente, e incurre con el tiempo en menores costos de atención ambiental y de producción elevando el rendimiento respecto a sus consumidores.

¹⁵ El primer teorema del bienestar requiere que se cumplan los siguientes supuestos: (1) que exista un conjunto completo de mercados con derechos de propiedad bien definidos tal que compradores y vendedores puedan intercambiar en él sus bienes; (2) que los compradores y los vendedores se comporten de manera competitiva, como precios aceptantes; (3) que todos los consumidores y las empresas conozcan todos los precios; (4) los costos de transacción sean cero. Si los cuatro supuestos anteriores se cumplen entonces la asignación será óptima. Explícitamente solamente se requiere nosociedad local (Platteau, 1994).

3.3 Economía ecológica

En la economía ecológica se plantea la discusión a través de los conceptos “débil” y “fuerte” de la sustentabilidad, dependiendo de los daños ecológicos y el agotamiento de los recursos éstos deben ser valorados físicamente y en términos de precio. Martínez-Alier (2004) establecen que si la economía y la población humana crecen continuamente, existirá un aumento en el consumo de recursos naturales y en los residuos. Este hecho tiene un impacto en otras especies (animales y vegetales) y en las generaciones presentes y futuras.

La extensión del problema de desarrollo sustentable adquiere una nueva dimensión, ya que no afecta de la misma manera a todas las poblaciones hasta el largo plazo, pero en el mediano y corto plazo incide de manera regional y extiende su influencia con el tiempo. Además, se supone que en esta dinámica, hay cierto sector de la población que es ganadora (consume más y sufre menores consecuencias) y que consigue en el mediano plazo los mecanismos para mantenerse con este estatus hasta que se vuelve insostenible. En el caso de no lograr el consumo responsable y aplicar una planeación a largo plazo que asimile y entienda, que la escasez de recursos y de condiciones, afectara en primer momento la capacidad de consumir, reduciendo gradualmente la cuota de mercado y teniendo un efecto directo sobre los objetivos de producción, la explotación de recursos disponibles y de la rentabilidad de los sectores industriales y sus empresas.

3.4 Impacto ambiental y su medición

Desde el inicio de la revolución industrial hasta los inicios del siglo XIX, no se ha tomado en cuenta el efecto de la conversión de la materia energía y sustentabilidad (Rosenberg, 2017), no del modo relativista teórico, sino del modo estequiométrico de conversión de los hidrocarburos en energía y vapor de agua. En esta conversión química, una molécula (butano, por ejemplo), al oxidarse y aportar energía al entorno, agrega oxígeno a su estructura y se convierte en vapor de agua y gases de combustión, en su mayoría dióxido de carbono CO₂. Asociado con esta reacción, hay un aporte energético de 2, 877 j por cada mol, que en condiciones normales produce emisiones de 22.4 litros por segundo de CO₂ por cada 58 gr de hidrocarburo (convertido en cada segundo de combustión). Esto implica que,

cotidianamente, se envían a la atmósfera aproximadamente 65, 000 toneladas de gases con efecto invernadero a causa de la producción de energía por quema de hidrocarburos.

Rosenberg (2017) señala que en la actualidad la producción se asocia no solo con el consumo de materias primas, sino con el consumo energético que proviene, en algunos casos, de la quema de combustible. Incluso el transporte, ya sea privado o público, casi siempre se basa en dicho sistema (gas, gasolina o diesel), y estas máquinas de combustión tienen eficiencias de conversión inferiores a 30%. En las mejores circunstancias industriales, con quema local en turbinas de gas o de ciclo combinado, se puede considerar una eficiencia no mayor del 35%. La dependencia de hidrocarburos toma relevancia en dos sentidos, como ya se discutió con anterioridad, la soberanía energética y su abasto, estos son cruciales para el desarrollo de la economía (Gómez, 2018). En el proceso productivo y en su consumo, los hidrocarburos presentan una ineficiencia elemental, para producirlos y durante su consumo, en este aspecto la alternativa marginalmente más eficiente en términos de conversión es el gas natural, el cual logra una tasa efectiva de conversión del 55%.

El grado de inversión y de infraestructura en el sector petrolero condiciona la capacidad de las distintas poblaciones hacia una transición al consumo responsable, pero revela que se puede aprovechar la estructura existente para favorecer el consumo del gas que es más eficiente. Es necesario que se sigan empleando los mismos activos con crecimientos marginales, mientras se logra una producción más limpia de un producto que en el futuro presenta menor impacto ambiental. Una vez que este producto sea accesible al consumo y permita que los diversos sectores mantengan un abasto que, en su origen y conversión, entregue beneficios ambientales sin afectar su rentabilidad. Dentro de estos sectores se debe considerar al petrolero en sí mismo, ya que su operación también requiere de un consumo energético responsable, que le permita lograr sus objetivos de rentabilidad sin un aumento considerable en sus costos y, en el mediano y largo plazo, le permita invertir sus utilidades en innovaciones más eficientes, en la transición de la infraestructura y en el reacondicionamiento de su modelo de negocio (Ortíz, 2018).

En el caso de la sustentabilidad, no sólo asociada con la industria sino con todos los procesos de conversión de materia en energía, conlleva la emisión de gases de efecto invernadero. Por

ello, una opción para reducir el efecto de equilibrio que implica la sustentabilidad es el desarrollo de energías alternativas para disminuir el impacto de la emisión de gases y la producción de residuos. Así como la huella de las actividades que algunos autores definen como antropogénicas y que se realizan cotidianamente en el transporte, la alimentación y la producción de bienes de consumo (Rosenberg, 2013). Estas actividades se realizarán de manera continua y, en consecuencia, se acumularán desechos.

En este aspecto, las empresas deben ser conscientes de los remanentes de contaminantes y de los inventarios que representan un desperdicio o un contaminante. Por lo tanto, al controlar (y en algunos casos reducir) la producción se dará una reducción de costos eficientes que aprovechan la posición futura del producto, y dará pie a que se generen y acumulen la menor cantidad posible de externalidades negativas.

3.5 La eficiencia y el desarrollo sustentable

La WBCSD (2022) expone cuatro objetivos específicos para que las empresas alineen sus operaciones considerando su impacto ambiental, y por tanto, la sustentabilidad de su desarrollo. Las políticas y propuestas expuestas por este organismo se describen alrededor del concepto de eco-eficiencia (DeSimone y Popoff, 2000). Los objetivos son expuestos de la siguiente manera:

1. Liderazgo empresarial. El sector empresarial referente debe considerar en sus operaciones el impacto ambiental con su desarrollo sustentable.
2. Desarrollo de políticas. Para participar en el desarrollo de políticas y crear un marco de trabajo que permita al sector empresarial una contribución efectiva hacia el desarrollo sustentable.
3. Mejores prácticas. Demostrar el progreso ambiental y el mejor manejo de recursos en el sector empresarial y difundir dichas prácticas con los miembros del sector.
4. Alcance global. Contribuir en el futuro sustentable de las economías desarrolladas y de las que se encuentran en vías de desarrollo (WBCSD, 2022).

La perspectiva presentada es congruente con los planteamientos descritos por Farrell (1957) sobre la medición relativa de las unidades de negocio que son analizadas y la obtención de la frontera eficiente de las mejores prácticas del sector analizado. Esta perspectiva se complementa con la visión de Charnes y Cooper (1984), donde se espera analizar DMUs de sectores con diferentes rendimientos y tamaños que compiten dentro de un mismo sector. Sueyoshi Yuan y Goto (2017), defienden el hecho de que las empresas de desempeño eficiente cuidan y gestionan la minimización de la producción de males, en particular sobre aquellos que afectan el medio ambiente o limitan el acceso a insumos o comprometen la producción de ejercicios futuros. Por lo tanto, representan una amenaza a los objetivos de desarrollo de las unidades de negocios.

3.6 Eco-eficiencia

DeSimone y Popoff (2000), señalan que para lograr la eco-eficiencia los esfuerzos de la gestión de las empresas y de los sectores empresariales debe orientarse a:

- Reducir la intensidad de aplicación de bienes materiales y de servicios.
- Reducir la intensidad energética de los bienes y servicios.
- Reducir la dispersión tóxica.
- Incentivar el reciclaje de los materiales.
- Maximizar la sustentabilidad y el uso de recursos renovables.
- Extender la durabilidad del producto.
- Incrementar la intensidad aplicable de los servicios y productos ofertados.

Sueyoshi y Goto (2011^a) exhiben que la evaluación ambiental se ha convertido recientemente en un tema relevante sobre el desarrollo de políticas entre los líderes empresariales, los investigadores ambientales y las personas interesadas en la protección ambiental en el mundo. La importancia de realizar mediciones y monitoreo sobre el uso de recursos, el impacto ambiental y la sustentabilidad de la operación, se han vuelto más relevantes. Además

de realizar la mayor muestra de unidades de negocios que, aunque posean diferencias estructurales (ej. propiedad, tamaño, región), impactan dentro del mismo ambiente en donde se desempeña el sector empresarial y tienen influencia de manera global.

DEA se ha utilizado durante mucho tiempo para medir el rendimiento operativo en los sectores público y privado. Sin embargo, investigaciones previas de DEA han documentado un uso limitado de DEA en la evaluación ambiental. Una característica única de la evaluación ambiental basada en DEA es que necesita clasificar los resultados en resultados deseables (buenos) e indeseables (malos), porque las entidades públicas y privadas a menudo producen no solo resultados deseables, sino también resultados indeseables, como resultado de sus actividades de producción (Sueyosi y Goto, 2011^a; Sueyosi y Goto, 2011b; Sueyoshi *et.al.*, 2017).

Los trabajos de Sueyosi y Goto (2011^a y 2011b) exhiben diferencias relevantes entre la medición y monitoreo de las DMUs cuando se toman en cuenta las condiciones ambientales y los resultados deseables e indeseables. En contraste al no hacerlo, muestran la unificación entre los rangos de cada DMU entre la producción bienes y males sobre la producción. Entonces se puede apreciar si dicha DMU está obteniendo niveles de eficiencia al mantener constante o restringida su producción de males, o si en cambio, lo está logrando al mantener su producción de bienes y reduciendo su producción de males.

3.6.1 Incentivos sobre la eco-eficiencia

DeSimone y Popoff (2000), recalcan que ante las nuevas presiones ambientales, el enfoque sobre eficiencia de aumento de la producción (consumiendo menos insumos) no incorpora adecuadamente objetivos de sustentabilidad. La reducción del impacto ambiental, en el que más empresas se involucran (ante el cambio de políticas y ante la búsqueda de una producción más limpia) y exponen una gamma de incentivos para que éstas realicen esfuerzos adicionales en su gestión, pero con recompensas en la mejora en sus niveles de eficiencia.

El primer incentivo que describen DeSimone y Popoff (2000), es la creación de valor donde la eco-eficiencia aprovecha el concepto empresarial de creación de valor y lo vincula con las preocupaciones ambientales. El objetivo es crear valor para la sociedad y para la empresa,

produciendo más con menor cantidad de recursos durante todo el ciclo de vida. Es decir, desde la creación de materias primas hasta la eliminación de los productos al final de su vida útil.

Al promover el cambio hacia el desarrollo sustentable, la eco-eficiencia permite que el negocio de una empresa crezca de forma cualitativa (agregando valor), mientras reduce los efectos adversos sobre el planeta. También señala un cambio significativo en el enfoque para concentrarse en las necesidades reales de los clientes, ya que son ellos lo que quieren un mayor rendimiento o valor a un menor costo, lo cual se traslada desde las operaciones de la unidad de negocios (*ídem*).

La eco-eficiencia requiere que las empresas planifiquen respecto a las tendencias exitosas más recientes y asuman compromisos a largo plazo en respuesta. Aunque para la empresa esto luce como un objetivo poco práctico, tener una meta concreta para atender las insatisfacciones presentes de la comunidad (con la limitación en los recursos naturales, con el tiempo, la atención a dichas insatisfacciones) resulta en mejoras continuas y permite que la empresa logre y consolide proyectos que antes se consideraban imposibles o que de otra manera no se habrían podido llevar a cabo (*ídem*).

El equivalente ambiental de cero defectos o de mejora continua, es cero emisiones de sustancias peligrosas o potencialmente peligrosas de una instalación o producto y la reducción de la huella ambiental (WBCSD, 2022). Esta idea también se puede aplicar en el siguiente sentido, si una empresa no atiende sus problemas de sustentabilidad y de impacto ambiental con planes a largo plazo, se encontrará con situaciones en el futuro donde exceda la cantidad y calidad de los insumos necesarios para la producción. Esto genera que no tenga acceso a ciertos insumos, presente excedentes de mano de obra, posea costos altos y presente reducción gradual de su producción, que la limita en la consolidación de sus proyectos, y por tanto, representa un riesgo para sostener su presencia en el mercado (Mitlin, 1992).

La eco-eficiencia también promueve la excelencia en el ambiente de negocios y el esfuerzo hacia las técnicas de vanguardia (Ban, 2009). DeSimone y Popoff (2000) y Ban (2009), observaron que cada vez más empresas están en búsqueda de valores acordes al empleo de los recursos naturales con mayor sensibilidad y responsabilidad, debido a que consideran la

responsabilidad social como un valor estratégico, y los esfuerzos hacia la contribución de las comunidades y negocios adyacentes, mediante la colaboración con los proveedores, los consumidores y los accionistas.

La excelencia tiene un impacto fuerte sobre la reputación de la marca y requiere de esfuerzo constante para mantenerla en el mercado, ésta se fortalece mediante la colaboración con la entidades internas y externas de una empresa, proporciona valor a las acciones y permite la aceptación de dichas entidades para ejecutar nuevos proyectos y aumentar sus actividades en el mercado (Dunning, 2006).

Estos elementos desembocan en una producción y consumo sustentable, donde las acciones de las empresas alcanzan a sus comunidades y a otros sectores, y tiene un impacto en la economía global (DeSimone y Popoff, 2000). Strong (1992) señala que para alcanzar los objetivos de calidad ambiental y desarrollo sustentable se requiere eficiencia en la producción y cambios en los patrones de consumo que enfatizan en la optimización del uso de recursos y la minimización de los desechos.

CAPÍTULO 4

DATA ENVELOPMENT ANALYSIS. ELEMENTOS TEÓRICOS Y METODOLÓGICOS

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 la metodología DEA. En esta sección se exponen las perspectivas teóricas sobre eficiencia que proporcionan sustento a los conceptos empleados para responder a la pregunta de investigación y también se define el alcance de la investigación para explicar e interpretar los resultados y falsear de manera adecuada la hipótesis propuesta.

4.1 Antecedentes sobre la eficiencia

La medición de la eficiencia ha sido un tema de gran interés para las organizaciones, con la finalidad de mejorar su productividad (Cook y Seinfeld, 2009). Desde hace cincuenta años Farrell (1957), en su clásico artículo sobre la medición de la eficiencia productiva menciona:

El problema de medir la eficiencia de una industria es importante tanto para la teoría económica como para la elaboración de políticas económicas. Si los argumentos teóricos sobre la eficiencia relativa de diferentes sistemas económicos son sometidos a pruebas empíricas, es necesario poder realizar mediciones reales sobre la eficiencia. De la misma manera si la planificación económica se ocupa de asuntos particulares de una industria, es necesario determinar si los niveles de eficiencia realmente se pueden acompañar de aumentos en la producción sin absorber más recursos (p.1).

En la obra *The Theory of General Economic Equilibrium: A Differentiable Approach* Debreu (1985), expone que el equilibrio general se ve afectado por el control de costos y de los precios de las empresas. Para ello es preciso formalizar el comportamiento de los agentes como optimizadores, es decir, como maximizadores de su función objetivo sometida a restricciones. Esto permite obtener funciones de demanda de bienes y oferta de factores (de los consumidores) y funciones de demanda de factores y oferta de bienes (de las empresas) individuales. Estas funciones pueden agregarse por bienes, dando lugar a funciones de exceso de demanda total para todos los productos, o en otras palabras, los agentes de producción eficientes, si bien maximizan su producción, evitan el aumento de costos mejorando el beneficio de los precios que puede dar lugar a más de un equilibrio, en donde solo persistirán los más estables.

Debreu (1985) propone un nuevo mecanismo para analizar las funciones de demanda del consumidor y de los intermediarios. En este punto su trabajo le hace encontrar que las restricciones dentro de su topología matemática se resuelve en funciones convexas, donde los agentes, que se encuentran en equilibrio de consumo de bienes para producir, y los precios de los productos que se generan se pueden sostener en los mercados.

Veinte años después del marco creado por Farrell (1958), el trabajo de Charnes *et al.*, (1978) señala la importancia de crear procedimientos que evalúen satisfactoriamente a la eficiencia relativa de las unidades de producción, multi-insumo y multi-producto, en este punto introduce la metodología denominada *Data Envelopment analysis DEA* (Análisis Envolverte de Datos). La idea central de la aplicación de DEA es proporcionar un método en el cual se puedan comparar las unidades de toma de decisiones (DMUs), en donde las DMUs que exhiban las mejores prácticas en el mercado conforman la frontera eficiente. Dicha metodología permite además medir el nivel de eficiencia de aquellas DMUs que no se encuentran en la frontera eficiente.

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. 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, 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.

Koopmans (1951), establece una definición más compleja sobre el concepto de eficiencia, donde hace referencia a la combinación viable de *inputs* y *outputs*, la cual es técnicamente eficiente, e identifica también que es tecnológicamente imposible que un *output* se incremente y un *input* se tenga que reducir al mismo tiempo, a menos que otro *output* aumente otro *input*.

De igual manera Gravelle y Rees (1981), mediante la perspectiva del óptimo de Pareto, señalan que dada una asignación de recursos *A* se prefiere otra *B*, solo si con la segunda mejora algún agente, sin que otro agente empeore. Esta condición hace referencia a que una

asignación de recursos, la cual no puede variar para mejorar la situación de otro, empeora la condición de algún otro agente.

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, es 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, se considera el cociente de los ingresos económicos entre los recursos financieros utilizados para obtener dichos recursos (Giménez, 2004).

Farrell (1957) fue el primero en introducir un marco teórico para estudiar y medir la eficiencia, y respecto a su tipología, ésta 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.

El concepto de eficacia está muy relacionado con el de eficiencia. Por un lado, 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 Wehrich, 1998). Integrando esta definición con la antes citada sobre la 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).

4.1.1 Modelo de equilibrio general de los mercados

El primer modelo de equilibrio general, constituido por León Walras (1874) aproximadamente a mediados del siglo XIX, está enfocado a la noción de equilibrio y elaborado bajo unos supuestos acerca de las preferencias, las dotaciones y las técnicas de los agentes (consumidores y productores), los precios, las cantidades observadas y la interacción

simultánea entre agentes. El equilibrio existe con toda una serie de condiciones como: la ausencia de rendimientos crecientes, las funciones de demanda de excedentes continuos, homogéneas de grado cero en los precios. Las hipótesis básicas del modelo son las siguientes:

- Existe un número dado de consumidores y productores que aplican el principio de conducta de la racionalidad maximizadora.
- Los bienes son objetos identificables por características esenciales (físicas, lugar, fecha y estado de la naturaleza), divisibles y conocidos por los individuos.
- Una información perfecta, dada y accesible a todos, sobre los bienes existentes o posibles en cada etapa o estado de la economía.
- Unicidad del precio de los bienes en la información para la toma de decisiones.
- Sistema completo de mercados presentes, futuros y contingentes, con lo cual el futuro se toma como traído al presente y se elimina la posibilidad de incertidumbre.
- Las condiciones de competencia perfecta: los agentes no son formadores de precios ni de expectativas sobre ellos (precios exógenos).
- El horizonte de la economía es finito: existe una fecha final para los mercados.
- Los agentes poseen dotaciones de bienes y son propietarios de cuotas sobre la masa de los beneficios de las empresas y su única interacción es por medio de los precios.
- Existe la ficción de un subastador de precios o secretario del mercado que realiza varias tareas que escapan a los individuos.
- La existencia de un sistema de pagos que representa un sistema centralizado de compensación de cuentas para cancelar las deudas y acreencias entre los individuos (Cataño, 2004).

Los estudios encaminados a determinar la posibilidad de existencia de tal equilibrio general, de su unicidad o multiplicidad y su estabilidad, han alcanzado un alto grado de sofisticación matemática gracias al modelo Arrow-Debreu. Sin embargo, este modelo ha sido fuertemente criticado debido a su falta de realidad económica y aplicación empírica, además de una mayor tendencia hacia un enfoque más lógico que social (Rueda, 2009).

La teoría de equilibrio general no posee una referencia empírica, sino conceptual (Polemarchakis 1995). En este sentido Hahn (1977) diría que el modelo trata de producir una respuesta abstracta, con lo cual no se busca reflejar una realidad económica sino una aproximación a ella. En contraste otros autores afirman que la racionalidad y el equilibrio no pueden ser refutables, aún en situaciones empíricas ideales. Por lo tanto, esta teoría se debe considerar como las reglas de sintaxis de la lengua en la que se expresan las leyes económicas.

Por otra parte, la teoría de la toma racional de decisiones ha cambiado la forma de ver estos conceptos. Las empresas a través de sus directivos buscan ventajas competitivas y de colaboración en forma simultánea y asignan recursos estratégicos para obtener ventajas sobre la base de racionalidad limitada. (Simón 1976). Arrow-Debreu (1951) demuestran que existe, por lo menos, un equilibrio general competitivo, coincidente con el estado conocido por el nombre de óptimo de Pareto, el cual se define como aquella situación en la que dada la distribución de la riqueza y renta de la sociedad, no es posible mejorar el bienestar de un individuo sin deteriorar el de por lo menos otro. Arrow-Debreu exponen la importancia de ocuparse de los tomadores de las decisiones con la finalidad de que estos condicionantes en su primera etapa, generen condiciones para que el equilibrio general se mantenga hasta su segunda y tercera etapa (industrial y macroeconómica).

La noción de que un sistema social movido por acciones independientes en búsqueda de valores diferentes es compatible con un estado final de equilibrio coherente, donde los resultados pueden ser muy diferentes a los buscados por los agentes, es sin duda, la contribución más importante que ha aportado el pensamiento económico al entendimiento general de los procesos sociales (Arrow y Hahn, 1977, p.14).

Arrow (1994), propone que si bien los individuos pueden actuar de manera descentralizada, en conjunción conforman sociedades racionales, con la finalidad de aceptar el mejor precio que se ajuste mejor a su renta. Por ello se facilita y es más efectiva la institucionalización del estudio del equilibrio general, donde se pueden analizar los conjuntos de voluntades o de manera más específica las de consumo y producción a determinado precio y con la obtención específica de un valor, esto por si solo le provee al equilibrio logrado que mantenga por sus condiciones internas que lo fortalecen sobre las fuerzas externas.

4.1.2 Eficiencia Debreu-Farrell, modelos de eficiencia débil

Las mediciones mediante los modelos de Debreu y Farrell consideraron como medida de la eficiencia técnica a la proporción mínima en la que se puede reducir un vector de insumos, sin dejar de producir una tasa de producción determinada. Esto revela que la medida de Debreu-Farrell es la inversa de la función de distancia de insumos utilizada ampliamente por Shephard. Por lo tanto, una combinación de insumos es eficiente en el sentido de Debreu-Farrell, si se encuentra en la isocuanta de insumos de su conjunto de niveles (Zienschang, 1983).

Por lo tanto, las definiciones de eficiencia técnica de Debreu-Farrell y Koopmans coinciden en que la isocuanta de entrada y el subconjunto eficiente son iguales. Donde no coinciden es cuando el subconjunto eficiente es un subconjunto estricto de la isocuanta del insumo¹⁶. Esto puede ocurrir porque los conjuntos de niveles de insumos no satisfacen la libre disposición fuerte. Si la definición de Koopmans es la más natural, entonces el uso del índice de Debreu-Farrell puede ser peligroso para los modelos en los que las dos definiciones divergen, como señalan Fare y Love (1975).

De igual manera y en el mismo año, Debreu (1951), estableció la creación de un índice de eficiencia técnica, al que llamó “coeficiente de utilización de los recursos”, el cual se define

¹⁶ Las unidades estudiadas o DMUs que logran un comportamiento eficiente por el uso mínimo de insumos no necesariamente significa que obtienen la mayor producción posible, por lo tanto el conjunto obtenido sobre la isocuanta del modelo de Debreu-Farrell puede no considerar la aplicación de una mayor cantidad de insumos y obtener por tanto un incremento más que proporcional de los productos, mientras que el modelo Koopmans-Pareto si considera esta disposición de los recursos aun cuando es considerada débil.

como la unidad menos la máxima reducción equiproporcional en todos los *inputs*, consistente con el mantenimiento de la producción de los *outputs*. Este coeficiente no depende de las unidades de medida empleadas, lo cual constituye una propiedad interesante desde el punto de vista operativo.

Basado en los trabajos que realizaron Koopmans (1951) y Debreu (1951) respecto a la eficiencia productiva, Farrell (1957), agregó a la eficiencia técnica un concepto nuevo llamado “eficiencia asignativa” que él denominó eficiencia en precios. Koopmans (1951), señala que el problema de medir la eficiencia productiva de una industria es de suma importancia, tanto para el desarrollo científico como para los que llevan a cabo la aplicación de políticas económicas. Menciona que “los argumentos teóricos relacionados a la eficiencia de diferentes sistemas económicos deben ser sometidos a pruebas empíricas”. De la misma forma, debe analizar la planeación económica de ciertas industrias, conociendo en qué momento alguna industria pueda esperar que aumente su *output* con solo aumentar sus niveles de eficiencia, sin la necesidad de adquirir más insumos de los ya necesarios. Es por esto que se han generado mediciones muy específicas de los *inputs* y *outputs* de la industria, pero se ha fallado en mezclar esas mediciones con la finalidad de obtener eficiencias más satisfactorias.

$$IsoqL(\mathbf{u}) := \{x \in \mathbf{R}_+^n : x \in L(\mathbf{u}) \text{ and } \lambda x \notin L(\mathbf{u}), \lambda \in (0, 1)\} \quad (1)$$

Donde el subconjunto de las DMUs eficientes está definido por.

$$Eff L(\mathbf{u}) := \{x \in \mathbf{R}_+^n : x \in L(\mathbf{u}) \text{ and } x^1 \leq x, x^1 \notin L(\mathbf{u})\} \quad (2)$$

Al observar una muestra de n DMUs, cada DMU_j ($j=1, \dots, n$) utiliza un conjunto de m insumos x_{ij} ($i=1, \dots, m$) para obtener un conjunto de s productos y_{rj} ($r=1, \dots, s$). Se supone que la tecnología utilizada para transformar los insumos en productos cumple las propiedades estándar sugeridas por Shephard (1970). Suponiendo rendimientos variables a escala un enfoque menos restrictivo, la eficiencia técnica orientada a los productos de la DMU_0 puede evaluarse con el modelo BCC (Banker et al. 1984). Como resultado, los puntajes de eficiencia obtenidos son netos de cualquier efecto de escala. El modelo BCC mide el máximo aumento

proporcional factible en todos los resultados que la DMU₀ podría lograr sin aumentar su uso de insumos (Elbially y Garcia-Rubio, 2011). Por lo tanto, evalúa la eficiencia técnica de tipo Farrell-Debreu, que también se denomina eficiencia débil, en otras palabras la eficiencia débil en condiciones de SFD no logra especificar la combinación efectiva de productos proporcionales que se podrían estar generando con una cantidad de insumos que proporcionalmente también podría reducirse.

4.1.3 Eficiencia Pareto-Koopmans, modelos de eficiencia fuerte

La eficiencia productiva juega un papel sustancial para el análisis general de la eficiencia en la teoría económica. Koopmans (1951), fue el primer autor que dio pie a éste, quien se centra en la eficiencia técnica, definiéndola como se mencionó anteriormente, señalando que una combinación viable de *inputs* y *outputs* es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar algún *output* y/o reducir algún *input* sin reducir simultáneamente al menos otro *output* y/o aumentar al menos otro *input*”.

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*.

$$\max_{\lambda, \phi_0, s_{i0}^-, s_{r0}^+} \phi_0 \cdot \left(\sum_{i=1}^m \bar{x}_{i0} \quad \sum_{r=1}^s \bar{y}_{r0} \right)$$

subject to :

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot X_{ij} + s_{i0}^- = x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (i)$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot Y_{rj} - s_{r0}^+ = \phi_0 \cdot Y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s \quad (ii)$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (iii)$$

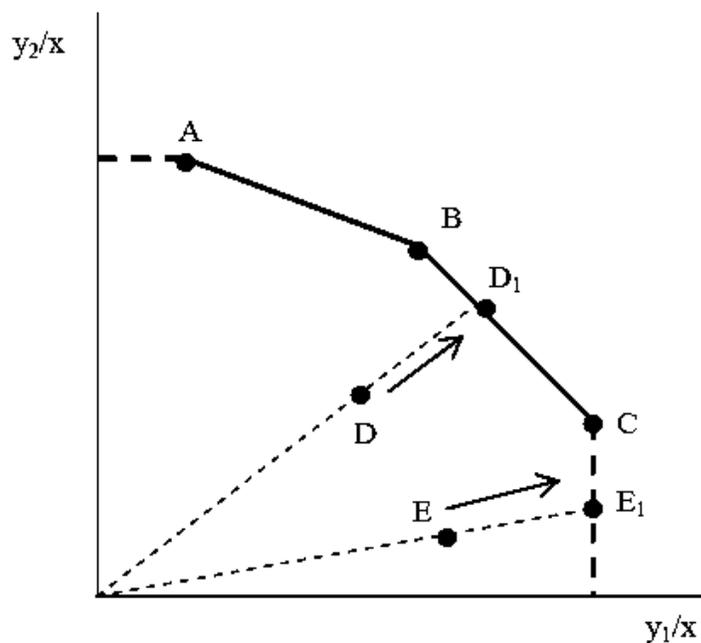
$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \quad (iv)$$

(3)

Donde X_{io} e Y_{ro} representan respectivamente los valores de la empleados del insumo i y de la producción del output r en la DMU_0 . Adicionalmente, λ_j es la variable que representa el desempeño de las DMU_j que componen las mejores prácticas; s_{i10}^- y s_{r10}^+ son los *slacks* del insumo i y el *output* r de la DMU_0 respectivamente.

Una vez que se ha alcanzado la eficiencia Farrel-Debreu, aún se pueden requerir aumentos adicionales para los productos, así como mayores reducciones para los insumos, para lograr que una DMU_0 logre un estatus Pareto-Koopmans o eficiencia fuerte (Koopmans, 1951). De acuerdo con Ali y Seiford (1993), el modelo orientado a los *outputs* con rendimientos variables a escala hace posible que se obtenga la eficiencia de la DMU_0 φ_0 e identificar tanto los *slacks* de los insumos y de los productos con la siguiente programación.

Figura 5. Eficiencia Farrel-Debreu y Pareto-Koopman.



Fuente: Elbially y Garcia -Rubio (2011).

En la figura anterior las $DMUs$ A , B y C forman una frontera eficiente, mientras que las $DMUs$ D y E se consideran ineficientes, ya que se encuentran dentro de la frontera. El objetivo de la DMU D sería D_1 , es decir su proyección radial sobre la frontera eficiente, y el objetivo de la DMU E es E_1 , donde la distancia de CE_1 representa la holgura.

El problema expuesto en la ecuación 1 para la DMU 0 proporciona la medida sobre eficiencia, con la restricción de que el valor sea positivo y se encuentre entre 0 y 1, mide la máxima proporción viable del incremento que se puede obtener de los *outputs* que se puede lograr sin el incremento de los *inputs* por las DMU0. El mejor desempeño eficiente entonces se expresa mediante el valor de 1. Entre este valor se aleje más de la unidad, más ineficiente es la DMU en cuestión (Cooper *et.al.*, 2007).

4.1.4 Disposición fuerte y débil de los recursos

La mayoría de los desarrollos teóricos y aplicaciones del análisis de eficiencia se basan en el supuesto de una fuerte o libre disposición de todos los insumos y productos. Este supuesto se incorpora en los modelos convencionales de rendimientos a escala constantes y variables (CRS y VRS), cuyos orígenes se pueden rastrear hasta la literatura anterior, incluidos los trabajos de Afriat (1972), Shephard (1974a) y Färe, Grosskopf y Logan (1983), Førsund y Sarafoglou (2002).

En el análisis envolvente de datos (DEA), estos modelos se establecieron firmemente después de los trabajos seminales de Charnes, Cooper y Rhodes (1978) y Banker, Charnes y Cooper (1984). De acuerdo con el supuesto de disposición fuerte, si se considera que una DMU es miembro de una tecnología de producción, entonces aumentar cualquiera de sus insumos o reducir cualquiera de sus productos mantiene la DMU resultante en la tecnología. Una excepción bien conocida es el tratamiento de los resultados indeseables mediante el supuesto de que son descartables conjuntamente con los resultados deseables (Färe, Grosskopf y Lovell, 1985; Kuosmanen, 2005; Shephard, 1974b). Este supuesto significa que los resultados indeseables y deseables pueden reducirse simultáneamente mediante el mismo factor de reducción, de modo que las proporciones relativas entre los resultados se mantengan constantes.

Pham y Zelenyuk (2018), analizan en detalle una taxonomía de tecnologías basada en el supuesto de una disponibilidad débil de los productos. Un supuesto similar de una disponibilidad débil o reducida de los insumos significa que los insumos pueden aumentarse con el mismo factor que mantiene inalteradas sus proporciones relativas de lo que la

tecnología produce. Este supuesto fue modelado en el marco del análisis de la actividad por Shephard (1974) y posteriormente se demostró que era útil como herramienta técnica para probar la congestión de los insumos. La idea es sustituir el supuesto de una fuerte disponibilidad de los insumos en la tecnología VRS por su disponibilidad débil. Entonces, la relación entre la eficiencia técnica de una DMU evaluada en la tecnología VRS y su eficiencia en la tecnología basada en la disponibilidad de entrada débil es interpretable como una medida de congestión de entrada (Byrnes, Färe, Grosskopf y Lovell, 1988; Dervaux, Kerstens y Vanden Eeckaut, 1998; Färe y Grosskopf, 1983; Färe *et al.*, 1985; Mehdiloozad y Podinovski, 2018).

La congestión es un fenómeno ampliamente observado en el que la ineficiencia se identifica de tal manera que un aumento en un insumo disminuye un producto sin cambiar los otros insumos y productos (Sueyoshi y Goto, 2012b). Este fenómeno puede encontrarse en muchas actividades económicas. Por ejemplo, una industria petrolera tiene dificultades para transportar petróleo y gas natural desde sus instalaciones de producción hasta las áreas de consumo porque una red de tuberías entre ellas tiene un límite de capacidad de transporte. Otro ejemplo puede encontrarse en una línea de transmisión de electricidad que conecta a los generadores con los usuarios finales. La línea de transmisión tiene un límite de línea que determina no solo la cantidad de electricidad sino también el precio de la electricidad en un mercado de comercialización de energía. Por lo tanto, el fenómeno de la congestión puede encontrarse en muchas actividades económicas.

4.1.5 Disposición ambiental y gerencial de los recursos

La disponibilidad natural es el primer concepto, denominado “disposición natural”, éste indica que una empresa disminuye el vector de insumos para disminuir el vector de productos indeseables. Dado el vector de productos indeseables y el de insumos disminuidos, la empresa intenta aumentar el vector de productos deseables tanto como sea posible. Por ejemplo, consideremos una planta de energía a carbón donde la emisión de CO₂ se produce por la combustión de carbón. El carbón se utiliza como insumo para el funcionamiento de una planta de energía a carbón. Si la planta de energía a carbón reduce la cantidad de combustión de carbón para satisfacer un cambio de regulación sobre productos indeseables

determinado por un gobierno o un acuerdo internacional, entonces la reducción disminuye inmediatamente la cantidad de emisión de CO₂. La planta de energía a carbón intenta aumentar la cantidad de electricidad tanto como sea posible bajo dicha regulación. Este tipo de estrategia ambiental indica “disponibilidad natural”. Este concepto se origina a partir de la visión convencional de los economistas de la producción.

Las disponibilidad gerencial indica que una empresa aumenta el vector de insumos para elevar el vector de resultados deseables, pero al mismo tiempo, disminuye el vector de resultados indeseables (Sueyoshi y Goto 2012b). Por ejemplo, la planta de energía a carbón aumenta la cantidad de combustión de carbón para aumentar la cantidad de electricidad. En este caso, incluso si la planta de energía aumenta la cantidad de combustión de carbón, el aumento puede reducir la cantidad de emisiones de CO₂ mediante un esfuerzo gerencial, utilizando un carbón de alta calidad con menos emisiones de CO₂ y un esfuerzo de ingeniería para utilizar tecnología de nueva generación (por ejemplo, tecnología libre de carbón) que puede reducir la cantidad de emisiones de CO₂. Ese es un esfuerzo estratégico para la protección del medio ambiente. Este esfuerzo por la innovación tecnológica indica “disponibilidad gerencial”. Este concepto se debe a la idea de los estrategias corporativos en las escuelas de negocios de Estados Unidos como Porter y Van der Linde (1995) en la escuela de negocios de Harvard.

El concepto de disponibilidad gerencial se utiliza para expresar su concepto popular (es decir, la regulación mejora la innovación tecnológica en resultados indeseables) por parte de la DEA. Los dos tipos de disponibilidad, mencionados anteriormente, se originan a partir de la estrategia ambiental para adaptar un cambio de regulación en resultados indeseables (por ejemplo, la emisión de CO₂). La disponibilidad natural adapta negativamente el cambio de regulación, mientras que la disponibilidad gerencial adapta positivamente el cambio de regulación al considerar el cambio de regulación como una nueva oportunidad de negocios.

4.1.6 *Bad outputs y bad inputs*

El DEA utiliza la programación lineal para evaluar las eficiencias e ineficiencias relativas de las unidades de toma de decisiones (DMU) de pares que producen múltiples *outputs* y

múltiples *inputs*. Una vez que DEA identifica la frontera eficiente, revela el desempeño de las DMU ineficientes, ya sea que éstas requieran aumentar los niveles de producción actuales o disminuir los niveles de uso de insumos actuales (Banker *et al.*, 1984).

Sin embargo, pueden estar presentes factores de entrada (*inputs*) y de salida (*outputs*) deseables (buenos) e indeseables (malos). Considere la producción de una fábrica de papel donde el papel se produce con salidas indeseables de contaminantes como demanda bioquímica de oxígeno, sólidos suspendidos, partículas y óxidos de azufre. Si existe ineficiencia en la producción, los contaminantes indeseables deben reducirse para mejorar la ineficiencia, es decir, las salidas indeseables y deseables deben tratarse de manera diferente cuando evaluamos el desempeño de producción de las fábricas de papel. Sin embargo, en el modelo DEA estándar, no se permiten disminuciones en las salidas, sólo se permite que disminuyan las entradas (Sueyoshi y Goto, 2012b).

Si se tratan los *bad outputs* como insumos, el modelo DEA resultante no refleja el verdadero proceso de producción. Färe *et al.*, (1989) desarrollan un programa DEA no lineal para modelar el sistema de producción de papel en el que se incrementan los resultados deseables y se reducen los indeseables.

4.1.7 Eficiencia Técnica

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 (Gujarati, 2008):

- Rendimientos constantes a escala. Se presentan si se incrementa la cantidad de uno de los factores, la producción aumenta en la misma proporción.

- Rendimientos crecientes a escala. Se presentan 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 Eficiencia Técnica Global (ETG) es resultado del producto de la Eficiencia Técnica Pura (ETP) y la Eficiencia de Escala (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 ciertos 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. En este sentido, la frontera de producción se encontrará en el valor máximo alcanzable por cada empresa dados unos factores de producción (Dios, 2004).

4.1.8 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 externos¹⁷ y del beneficio social marginal valor del beneficio de una unidad adicional de consumo, incluyendo beneficios externos¹⁸.

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 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.

¹⁷ Los costos externos son aquellos que no asume el productor sino otros miembros de la sociedad (Parkin, 1995).

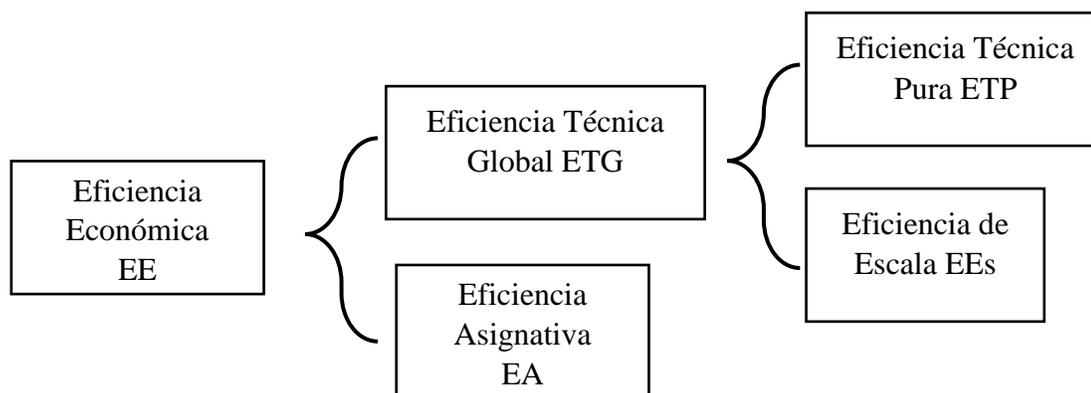
¹⁸ Los beneficios externos son aquellos que reciben otras personas, además del consumidor del bien (*idem*).

4.1.9 Eficiencia económica global

Farrell (1957:5), divide la eficiencia en dos componentes: eficiencia técnica y eficiencia asignativa, con los cuales define 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 den la eficiencia técnica y la eficiencia 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 6. Tipos de eficiencia.



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

4.2 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.

4.2.1 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.

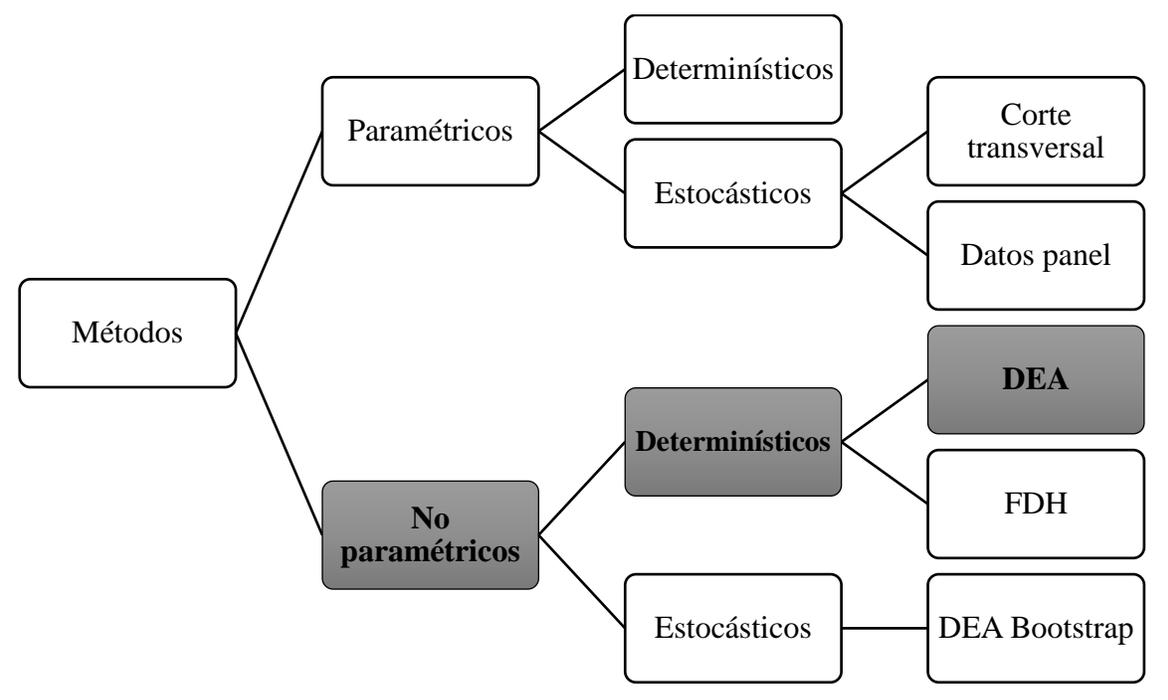
El cálculo de la eficiencia conlleva básicamente tres problemas (Lovell, 1993).

- 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 7. 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 puntualizaran las características del método seleccionado.

4.2.2 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 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).

En sus trabajos, 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.

4.4.2.1 Métodos no paramétricos determinísticos

Afriat (1972), aportó el marco teórico para la propuesta de Farrell de construir una envolvente convexa¹⁹ 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 de 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*²⁰. 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*).

¹⁹ Curva obtenida mediante la técnica de programación lineal, donde los vectores que alcanzan mayor distancia forman una curva más prominente al centro que aloja al resto de los vectores que logran menor alcance, dicha curva se emplea entonces como referencia para medir las holguras del resto de las observaciones.

²⁰ Unidad que no sigue el comportamiento general de las unidades analizadas.

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).

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 tensa 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: Ortun Rubio *et al.*, (1999).

4.2.3 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 normalizados²¹. 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 (Ortun *et al.*, 1999).

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 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. Se 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.

²¹ Distribución de los precios de los insumos que se utilizan en la producción de uno o varios productos.

4.2.4 Métodos de frontera

A partir del trabajo de Farrel (1957), se desprenden 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 una frontera, a partir del consumo de *inputs* y la obtención de *outputs* de un conjunto de unidades²² (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, y según ésta, el resultado se obtiene a partir de un modelo de maximización de ingresos y 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

²² 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).

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 verosimilitud²³ (Navarro, 2005). Su principal limitación recae en que se requiere de una corrección *gamma*²⁴ que necesita de muchas observaciones y que la función de la envolvente queda al criterio del investigador, aun cuando Greene (1976) y Green (1980), sugirieren 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.

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 DEA 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) Reduce 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

²³ Método estadístico habitual para ajustar un modelo, estimar sus parámetros (Navarro, 2005).

²⁴ Asumir que la distribución de datos es gamma, requiere de un gran número de observaciones con la finalidad de lograr una muestra asintótica (Greene 1976).

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 DMU, 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. Más 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.

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

En su forma operativa básica, 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*, 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.
- No orientado

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 ciertas cantidades de insumos (Embid, 2011). 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 (Embid, 2011).

El método de frontera DEA 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 medio²⁵, como lo hace el análisis de regresión (Arieu, 2006).

²⁵ 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).

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 (Arieu, 2006).

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>).
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).

4.5 Análisis dinámico de la eficiencia y productividad

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*²⁶; 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).

4.5.1 Eficiencia y productividad

Los términos eficiencia y productividad, por lo general se llegan a confundir y 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

²⁶ 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.

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 lo 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).

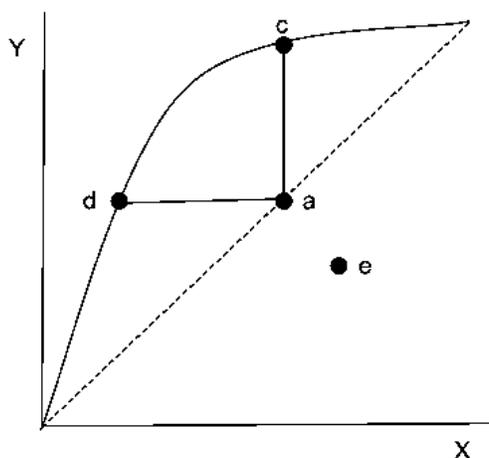
Una unidad es eficiente si no existe ninguna unidad en el grupo o combinación de ellas que permita generar la misma cantidad de *outputs* con un nivel inferior de *inputs* o de manera alternativa, que permita generar una mayor cantidad de *outputs* con el mismo nivel de *inputs*. Por lo tanto, se reconoce 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 8. 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).

4.6 Atributos teóricos y metodológicos de DEA

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, es decir, que la producción se evalúa respecto a las funciones de producción que no requieren 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 media²⁷; como si lo hace el análisis de regresión (Arieu, 2006).

Los modelos DEA aprovechan el *know-how*²⁸ 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 de tener que asignar previamente pesos a los diferentes *outputs* e *inputs*. También que se adapta a contextos multiproductos e

²⁷ 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).

²⁸ 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).

incluso, tanto los *inputs* como los *outputs*, pueden estar expresados indistintamente en términos monetarios y/o unidades físicas (Navarro, 2003).

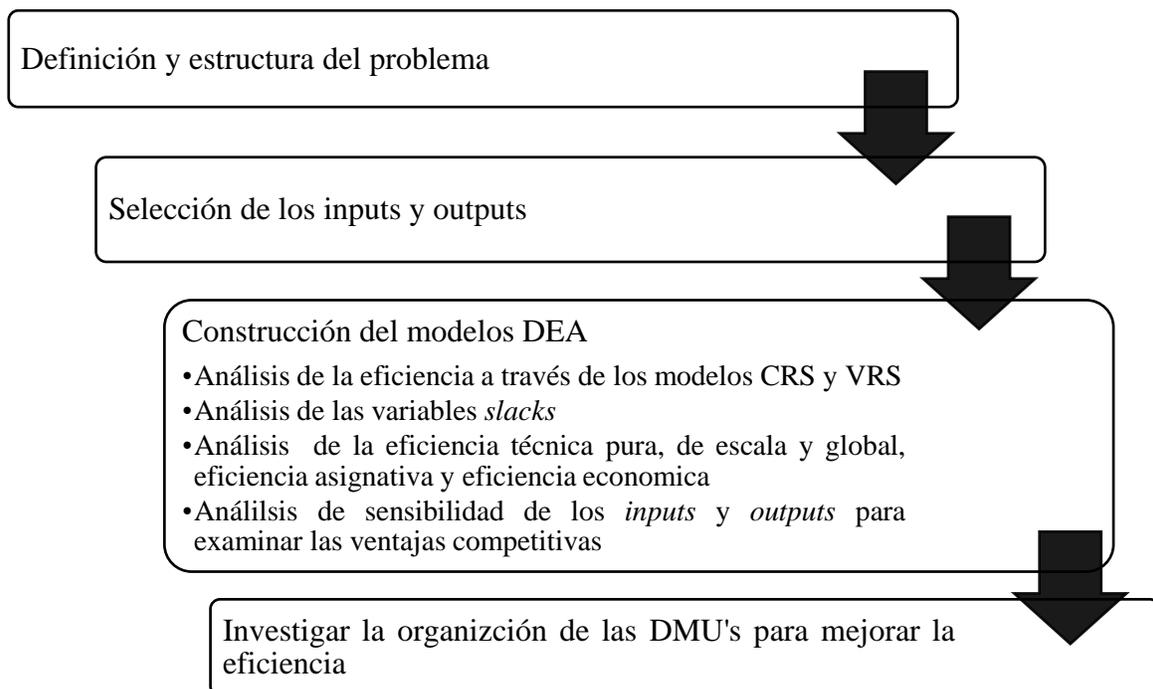
En este sentido, la definición de eficiencia utilizada es (Mercado *et al.*, 1997):

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

O formalmente:
$$E = \frac{\sum_{i=0}^N v_i y_i}{\sum_{i=0}^N u_i x_i} \quad (4)$$

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 9. Metodología DEA.



Fuente: Navarro y Torres (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).

4.6.1 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:

$$\text{Max } \frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{i0}} \text{ s. a}$$

$$\frac{\sum_{r=1}^m u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^n v_i x_{ij}} \leq 1 \quad j = 1, \dots, 0, \dots, I$$

$$u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1 \dots m; i = 1 \dots n$$

(5)

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 forcen 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.

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{r=1}^m u_r y_{r0} \\
 & \text{s. a.} \\
 & \sum_{i=1}^n v_i x_{i0} = 1 \\
 & \sum_{r=1}^m u_r y_{rj} \leq \sum_{i=1}^n v_i x_{ij} \quad j = 1, \dots, 0, \dots, I \\
 & u_r, v_i \geq 0 \quad r = 1 \dots m ; i = 1 \dots n
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

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

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } \theta \\
 & \text{s. a.} \\
 & \left(\sum_{i=1}^n \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = Y_{r0} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_i^- = \theta x_{i0} \quad i = 1 \dots n
 \end{aligned}$$

$$\lambda_j, s_r^+, s_i^- \geq 0; \theta \text{ libre de signo} \quad (7)$$

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).

Entonces 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:

$$\theta^* x_{i0} - s_i^*$$

El objetivo para el *output* “*r*” debería fijarse en: $y_{r0} + s_r^{+*}$

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

Max ϕ

s. a.

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = \phi Y_{r0} \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_i^- = x_{i0} \quad i = 1 \dots n$$

$$\lambda_j, s_r^+, s_i^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}$$

(8)

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 (*ídem*).

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, $\phi \in [1, +\infty)$ (*ídem*).

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 obtendrán $\phi > 1$ y en caso contrario $\phi = 1$. Por tanto, en este caso también se está ante un modelo radial (*ídem*).

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:

$$\phi^* y_{r0} + s_r^{+*}$$

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

$$x_{i0} - s_i^{-*}$$

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 logra la mayor cantidad de *outputs* (Delfín y Navarro, 2014).

4.6.2 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:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } \theta_0 \text{ s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = y_{r0} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_r^- = \theta x_{i0} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \theta \text{ libre de signo}
 \end{aligned}$$

(9)

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_0 . 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 validas 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 amplificaciones 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:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max } \phi \\
 & \text{s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj} \right) - s_r^+ = \phi y_{r0} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_r^- = x_{i0} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}
 \end{aligned} \tag{10}$$

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 $\sum_{j=1}^I \lambda_j \leq \mathbf{1}$, pero ésta requeriría una definición de una tecnología con rendimientos no crecientes a escala.

4.6.3 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 de bajos rendimientos crecientes a escala, cuando el incremento del *output* es mayor al porcentaje de crecimiento del *input*, y es de rendimiento decrecientes cuando el porcentaje de crecimiento del *output* es menor al porcentaje del crecimiento del *input*. Al aplicar el modelo de VRS, se obtienen valores el ETP de las DMU, y la diferencia entre ETG y la ETP nos da los valores para calcular la EEs (Lovell, 1994).

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 (1986^a 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.

4.6.4 Los *bad outputs* en la medición de la eficiencia

Inicialmente asumimos que el dominio de DEA está en los grupos donde los *outputs* brindan la dirección positiva a los vectores de las DMU y los *inputs* la negativa, pero al considerar los *bad output* se busca que se aumente el rendimiento mediante los *output* (bien) pero se reduzca el *bad output* (mal). Färe *et al.* (1989) modificó el modelo de la ecuación 7, donde presenta la alternativa de considerar dicha circunstancia y preservar la linealidad y convexidad de DEA.

Primero se multiplica el *bad output* por “-1” y después se busca la translación adecuada del vector *w* que permita todos los *outputs* negativos no deseados sean positivos, por lo tanto, el dominio del vector *w* ahora alcanza a los *bad outputs* (y^{-b}). Donde $\bar{y}^b = -y_j^b + w > 0$. Basándose entonces en la ecuación 7, la programación lineal se convierte de la siguiente manera.

$$\text{Max } \phi \text{ s. a}$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j y_{rj}^g \right) - s_r^+ \geq \phi y_{r0} \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j \bar{y}_{rj}^b \right) - s_r^+ \geq \phi \bar{y}_{r0}^b \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j x_{ij} \right) - s_r^- \leq x_{i0} \quad i = 1 \dots m$$

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

$$\lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo} \quad (10b)$$

Nótese que en la presente ecuación los *outputs* deseables se expanden y los *outputs* no deseables se contraen como en el modelo no lineal de la ecuación 7. Y dado la siguiente restricción podemos asegurar que el *bad output* no sea negativo.

$$\bar{y}_{r0}^b = w - \phi^* \bar{y}_{r0}^b$$

Si la solución óptima z está asociada con ϕ^* donde $\sum_{j=1}^n \phi_j^* = \mathbf{1}$, por lo tanto $\phi^* \bar{y}_{r0}^b \leq \bar{y}_{r0}^b$ donde \bar{y}^* está compuesta por los valores máximos de entre todos los *bad outputs*. Pero con la consideración de que $\bar{y}^* = -\bar{y}^* + w$ está compuesto con los valores mínimos originales de todos los *bad output*.

Existen al menos cinco posibilidades para tratar los resultados no deseados en el marco DEA (Sieford y Zhu, 2002). La primera posibilidad es simplemente ignorar los *bad outputs*. El segundo es tratar los *bad outputs* en el modelo DEA no lineal (4). El tercero es tratar los *bad outputs* como salidas y ajustar la medición de la distancia para restringir la expansión de las salidas indeseables del modelo de disponibilidad débil en Färe *et al.*, (1989). El cuarto es tratar las salidas no deseadas como entradas, sin embargo, esto no refleja el verdadero proceso de producción y las inferencias no son objetivas. El quinto es aplicar una

transformación decreciente monótona, $1/y^b$ a las salidas no deseadas y luego usar las variables adaptadas como salidas. El documento actual aplica dicha transformación lineal monótona decreciente. Dado que el uso de la transformación lineal conserva las relaciones de convexidad adecuada para un modelo DEA.

4.6.6 Eficiencia y *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). Debido a 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*.

4.6.7 Análisis de holguras o *slacks* de las variables

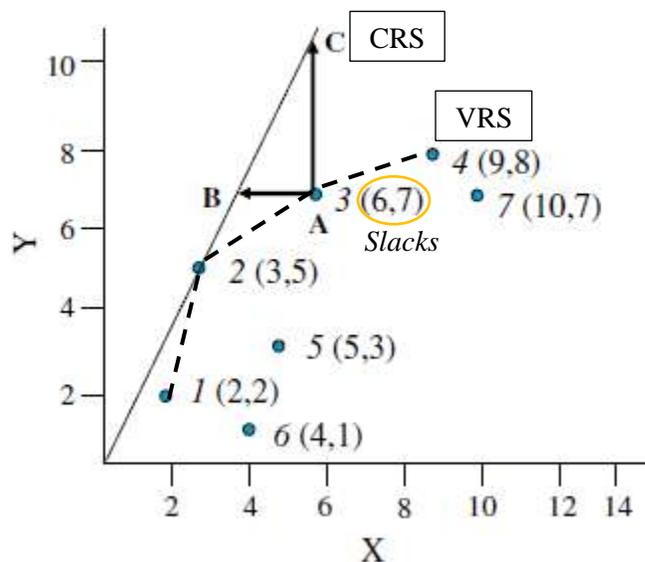
Para conseguir la eficiencia puede no ser suficiente con la reducción radial del vector de factores controlables, ya que puede llegar a ser necesaria la reducción adicional de algún factor o el incremento de algún *output*, lo cual se puede distinguir a través de los valores de las variables de holgura 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 igual forma, un valor *input slack* representa las reducciones necesarias de los correspondientes *inputs* para convertir una DMU en eficiente (Lo *et al.*, 2001).

4.6.7 Diferencia entre modelos débiles y fuertes de eficiencia

Los dos modelos de eficiencia anteriores son construcciones de proyección radial. Específicamente, en el caso orientado a la entrada, las entradas se reducen proporcionalmente mientras que las salidas permanecen fijas. Para el caso orientado a la salida, las salidas se incrementan proporcionalmente mientras que las entradas se mantienen constantes Charnes *et al.*, (1985) introdujeron el modelo aditivo o Pareto-Koopmans (PK) que, hasta cierto punto, combina ambas orientaciones. La figura ilustra esta idea en la que se permite cualquier dirección en el cuadrante formado por B-A-C.

Figura 10. Proyección del modelo aditivo en los rendimientos constantes a escala.



Fuente: Cook (2009)

Hay varias versiones del modelo aditivo, la más básica está dada por el problema de optimización lineal que se muestra en (2.7). La condición de convexidad en las variables k_j implica que estamos utilizando la tecnología VRS. La frontera generada por el modelo (2.7) es idéntica a la que surge de la estructura VRS correspondiente (2.6) de CRS, por lo tanto, una DMU es eficiente en términos aditivos o eficiente en términos PK cuando todas las holguras son iguales a cero en el óptimo en (2.7) si y solo si es eficiente en términos VRS. Claramente, también se puede utilizar el conjunto de posibilidades de producción CRS (y es el que se ilustra en la figura 10).

$$\begin{aligned}
 P_o &= \max \quad \sum_i s_i^- + \sum_r s_r^+ \\
 \text{s.t.} \quad & \sum_j \lambda_j x_{ij} + s_i^- = x_{io}, \quad i = 1, \dots, m \\
 & \sum_j \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = y_{ro}, \quad r = 1, \dots, s \\
 & \sum_j \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0, \quad \forall j, i, r.
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Dado que las diversas entradas y salidas pueden medirse en unidades no conmensurables (Russell, 1988), puede que no sea práctico en ciertos contextos utilizar la simple suma de holguras como objetivo en (2.7). Además, el modelo (2.7) no prevé una medida real de la ineficiencia como en el caso de los modelos BCC y CCR. Para superar este último problema, Charnes et al. (1985b) propusieron el uso de Q_o , donde:

$$Q_o = \delta \left(\sum_i s_i^- / x_{io} + \sum_r s_r^+ / y_{ro} \right) \quad (11)$$

Dadas las restricciones como en (2.7). Un valor sugerido para δ fue $1/(m + s)$. La división de s_i^- y s_r^+ por X_{io} e Y_{ro} , respectivamente, tiene como objetivo hacer que estas unidades de holgura sean invariantes (es decir, proporcionales), mientras que la multiplicación por δ controla la escala general. Para mantener la coherencia con el sentido de eficiencia en los modelos CCR y BCC, Sueyoshi (1990) ofrece $1-Q_o$ como tal medida. El problema, como se reconoce en un artículo posterior de Chang y Sueyoshi (1991), es que $0 \leq 1-Q_o \leq 1$ puede no ser necesariamente válido, y de hecho puede ser negativo.

Green *et al.*, (1997) proponen para solucionar el problema de $1-Q_o$, un modelo basado en los *slacks* (SBM), donde recomienda realizar la medición de la eficiencia con la siguiente restricción adicional al modelo aditivo y se busque la maximización de R_o .

$$R_o = \frac{1}{s + r} \left[\sum_i s_i^- / x_{io} + \sum_r s_r^+ / (y_{ro} + s_r^+) \right] \quad (11b)$$

Si bien la no linealidad de R_o plantea un inconveniente computacional, la medida resultante $1-R_o$ posee la propiedad de estar en la escala unitaria $[0,1]$, por lo que sirve como un puntaje de eficiencia legítimo. Adicionalmente Tone (2001) introdujo la denominada medida basada

en holguras (SBM, por sus siglas en inglés), que es invariable respecto de las unidades de medida y es monótona y aumenta en cada holgura de entrada y salida. La SBM se deriva de la solución del problema de programación fraccionaria, donde se minimiza el valor promedio de las variaciones de las holguras de los insumos sobre la variación del promedio de las holguras de los productos.

$$\min p = \frac{1 - \frac{1}{m} \sum_i s_i^- x_{io}}{1 + \frac{1}{s} \sum_r s_r^+ / y_{ro}} \quad (12)$$

Existen otros modelos no radiales. Uno de ellos es el modelo RAM de Cooper *et al.*, (1999a), que es similar al modelo aditivo con la característica adicional de que la puntuación se encuentra en la escala [0, 1]. También existen modelos no radiales que se emplean como segunda etapa en un análisis de eficiencia de dos etapas, después de que se haya identificado un punto de proyección para una DMU dada. Véase Tone (2001), Cooper *et al.*, (2001), Portela y Thanassoulis (2007), Portela *et al.*, (2003).

4.6.8 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).

4.7 Evaluación ambiental y operativa basada en DEA

En respuesta a la problemática ambiental se han realizado varios esfuerzos por aplicar DEA en temas de desarrollo sustentable, eficiencia energética y gestión de los bienes y males (*outputs* y *badoutputs*), dentro de estos trabajos se considera a Bevilacqua y Braglia (2002), Dyckhoff y Allen (2001), Korhonen y Luptacik (2004), Kumar (2006), Liang *et al.*, (2004), Oude Lansink y Bezlepkin (2003), Pasurka (2006), Picazo-Tadeo *et al.*, (2005), Ramanathan (2002), Sueyoshi *et al.*, (2010), Sueyoshi y Goto (2010b, 2011a,b,c), Triantis y Otis (2004), Watanabe y Tanaka (2007), Zaim (2004), Zhou y Ang (2008) y Zhou *et al.* (2008).

En consideración al planteamiento expuesto en esta investigación se empleará el modelo de Suyoshi y Goto (2011b), el cual puede diferenciar los rendimientos a escala y el nivel de economías de escala, que permite medir los rendimientos a escala y también los daños a escala. Esto marca la diferencia de resultados en modelos que consideran la gestión de los

badoutputs y aquellos que no lo hacen. Para eso se divide el modo en emplear DEA en dos modelos, eficiencia operacional y eficiencia ambiental, y su evaluación conjunta se define como eficiencia unificada.

4.7.1 Eficiencia operacional

El modelo inicial de DEA se realiza a través de la medición relativa de ratios de vector de las DMUs respecto a las DMUs en comparación que poseen las mejores prácticas. El modelo de Suyoshi y Goto (2011b) lo hace a través de la Medición de Ajuste de Rangos (RAM, *Range-Adjusted Measure*) propuesto por Cooper (2000), que permite realizar un análisis unificado del desempeño operacional como ambiental, resolviendo la complejidad que representa unificar modelos radiales de DEA.

Al aplicar RAM, para el desempeño operacional, el modelo también considera n DMUs. La j -ésima organización ($j = 1, \dots, n$) utiliza un vector columna de *inputs* (X_j) para producir tanto un vector columna de *good outputs* (*goods*) (G_j) como un vector columna de *bad outputs* (*bad*) (B_j), donde $X_j = (x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj})^T$, $G_j = (g_{1j}, g_{2j}, \dots, g_{sj})^T$ y $B_j = (b_{1j}, b_{2j}, \dots, b_{hj})^T$ indica el vector de transposición, donde se asume que $X_j > 0$, $G_j > 0$ y $B_j > 0$ para todas las $j=1, \dots, n$.

El modelo orientado al *good output* de eficiencia operacional se realiza dentro de un orden k de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_1^x + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g \\ & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + d_i^x = x_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\ & \sum_{j=1}^n g_{rj} \lambda_j + d_r^g = g_{rk} \quad (r = 1, \dots, s), \end{aligned}$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n),$$

$$d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_r^g \geq 0 \quad (r = 1, \dots, s),$$
(13)

Aquí $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_n)^T$ es la columna del vector para las variables desconocidas conocidas como variables estructurales, las cuales se emplean para conectar los vectores de los *inputs* con los de los *outputs* mediante una combinación convexa. Donde $d_i^x = (i = 1, \dots, m)$ y $d_r^g = (r = 1, \dots, s)$ son las variables de holgura (*slacks*) de los *inputs* y los *good outputs* respectivamente.

Los rangos resultantes de la ecuación 13 están determinados por los límites superior e inferior de los *inputs* y los de los *goods*. Los límites superiores se especifican mediante $\bar{x}_i = \max_j \{x_{ij}\}$ y $\bar{g}_i = \max_j \{g_{rj}\}$. Los límites inferiores se especifican mediante $\underline{x}_i = \min_j \{x_{ij}\}$ y $\underline{g}_i = \min_j \{g_{rj}\}$. Ya obtenidos los límites se emplean en el modelo (8) para obtener los rangos, donde $R_i^x = 1/[(m + s)(\bar{x}_i - \underline{x}_i)]$ y $R_r^g = 1/[(m + s)(\bar{g}_r - \underline{g}_r)]$.

El resultado de la eficiencia operacional (θ) de la k énsima organización se mide mediante:

$$\theta = 1 - \left(\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{x*} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^{g*} \right)$$
(14)

Los *slacks* se obtienen mediante la optimización del modelo (13). El subíndice (*) indica el nivel óptimo. La parte que está dentro del paréntesis de la ecuación 14, que se obtiene del modelo óptimo, indica la ineficiencia operacional. La eficiencia operacional se obtiene sustrayendo el nivel de ineficiencia de la unidad.

El complemento para la formulación del modelo 13 se ejecuta de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
& \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i X_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rk} \\
& \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i x_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rk} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
& \quad V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\
& \quad U_r \geq R_r^x \quad (r = 1, \dots, s), \\
& \quad \sigma: \text{URS},
\end{aligned}
\tag{15}$$

Donde V_i ($i = 1, \dots, m$) y U_r ($r = 1, \dots, s$) son las variables duales relacionadas al primera y segunda restricción del modelo (13). La variable dual (σ) se obtiene de la tercera ecuación del modelo (13). URS define que la variable σ no tiene restricciones.

Para determinar el tipo de rendimientos que se obtienen de los modelos (13) y (15), se introduce el concepto de SE. Su nivel depende del coeficiente de nivel eficiencia/ineficiencia de la k enésima DMU analizada. Si la k enésima DMU es eficiente, el nivel de SE se determina así (Sueyoshi, 1999, p. 1603; Sueyoshi and Sekitani, 2007^a, pp. 1936–1937):

$$SE = \frac{\sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} / \sum_{r=1}^s U_r^* g_{rk}}{\sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} + \sigma^*} = 1 / \left(1 + \left(\sigma^* / \sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} \right) \right)
\tag{16}$$

Donde $\sum_{r=1}^s U_r^* g_{rk} = \sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} + \sigma^*$, que se obtiene en el nivel óptimo del modelo (15), y es incorporado a la tercera ecuación del modelo (13) en donde el valor óptimo es cero en la DMU que es eficiente operacionalmente.

La k enésima DMU es ineficiente operacionalmente, se proyecta hacia un punto eficiente en la frontera que se encuentra en la matriz $\begin{pmatrix} x_k & - & d^{x*} \\ G_k & + & d^{g*} \end{pmatrix}$ de la solución óptima para

$\lambda^x, d^{x*}, d^{g*}$ del modelo (13). Para determinar el nivel de SE respecto al punto óptimo se asigna de la siguiente manera:

$$SE = \left(\sum_{i=1}^m V_i^* (x_{ik} - d_i^{x*}) \right) / \left(\sum_{i=1}^m U_r^* (g_{rk} - d_r^{g*}) \right) \quad (17)$$

Si se sustituye la igualdad obtenida en la ecuación (16) la SE se obtiene:

$$SE = 1 / \left(1 + \left(\sigma^* / \sum_{i=1}^m V_i^* (x_{ik} - d_i^{x*}) \right) \right) \quad (18)$$

Si se asume que en ambas proyecciones de la DMU ineficiente en la frontera eficiente y con solo una DMU como referencia, el modelo mide los límites superiores e inferiores de la variable σ con el siguiente modelo.

Max/Min σ

s. t. todas las restricciones de (13) y (15),

$$\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^x + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g = \sum_{i=1}^m V_i x_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rk} + \sigma \quad (19)$$

Empleando los límites superiores e inferiores de σ^* se puede clasificar los rendimientos a escala de la siguiente manera:

- a. Rendimientos crecientes a escala *RTS* $\leftrightarrow 0 > \bar{\sigma}^* \geq \underline{\sigma}^*$,

- b. Rendimientos constantes a escala $RTS \leftrightarrow \bar{\sigma}^* \geq 0 \geq \underline{\sigma}^*$ y
- c. Rendimientos decrecientes a escala $RTS \leftrightarrow \bar{\sigma}^* \geq \underline{\sigma}^* > 0$.

4.7.2 Eficiencia ambiental y daños a escala (DTS)

Para medir el desempeño ambiental de las DMUs se realiza el cálculo de la eficiencia ambiental específico para la k enésima DMU con un modelo RAM orientado al *bad output*:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^x + \sum_{r=1}^s R_r^b d_r^b \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + d_i^x = x_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n b_{fj} \lambda_j + d_f^b = b_{fk} \quad (f = 1, \dots, h), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
 & d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_f^b \geq 0 \quad (f = 1, \dots, h),
 \end{aligned}$$

(20)

Aquí d_f^b ($f = 1, \dots, h$) son las variables *slack* relacionadas a los *bad outputs*. El límite superior y el inferior para cada *bad output* son matemáticamente expresados por $\bar{b}_f = \max_j \{b_{fj}\}$ y $\underline{b}_f = \min \{b_{fj}\}$. Entonces $R_f^j = 1/[(m+h)(\bar{b}_f - \underline{b}_f)]$ para todas las f y $R_i^x = 1/[(m+h)(\bar{x}_i - \underline{x}_i)]$ para todas las i indican los rangos de los *bad outputs* e *inputs* del modelo (20) respectivamente.

El nivel de eficiencia ambiental θ se calcula de la siguiente manera:

$$\theta = 1 - \left(\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{x*} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^{b*} \right) \quad (21)$$

Donde todos los *slacks* se determinan de óptimo obtenido mediante el modelo (15). En semejanza con el modelo operativo, aquí la ecuación que se encuentra dentro del paréntesis representa el nivel de ineficiencia ambiental, por lo que para obtener el desempeño ambiental es necesario que se le sustraiga a la unidad.

La dualidad del modelo (20) se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i X_{ik} - \sum_{f=1}^h W_f B_{fk} \\ \text{s. t.} & \sum_{i=1}^m V_i X_{ij} - \sum_{r=1}^s W_f b_{rj} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\ & V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\ & W_f \geq R_f^b \quad (f = 1, \dots, h), \\ & \sigma: \text{URS}, \end{aligned} \quad (22)$$

Aquí $V_i (i = 1, \dots, m)$ y $W_f (f = 1, \dots, h)$ son dos grupos de variables duales relacionadas al primer y segundo grupo de restricciones del modelo (15), donde la variable σ se obtiene mediante el modelo (20).

La Escala de Daños (SD, *Scale Damage*) y los Daños a Escala (DTS, *Damage to Scale*): A diferencia de los bienes o *good outputs* para los *bad outputs* es necesario que se remplace los conceptos de SE y RTS por SD y DTS respectivamente para entender la magnitud del efecto sobre el desempeño unificado de la DMU.

Para determinar el nivel de SD y los tipos de DTS de los modelos (20) y (22) requiere SD clasifique el nivel de eficiencia/ ineficiencia de la k énsima DMU. Para esto, si la k énsima DMU es eficiente ambientalmente, entonces la SD se determina de la siguiente manera.

$$SD = \frac{\sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik}}{\sum_{f=1}^h W_f^* b_{fk}} = \left(\sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} - \sigma^* \right) = 1 / \left(1 - \left(\sigma^* / \sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} \right) \right) \quad (23)$$

Donde $\sum_{f=1}^h W_f^* b_{fk} = (\sum_{i=1}^m V_i^* x_{ik} - \sigma^*)$, se obtiene del desde el objetivo óptimo de la función del modelo (22) y se incorpora a la ecuación (23) debido al estatus de eficiencia ambiental que implica que la diferencia con el objetivo eficiente del modelo (20) es igual a cero. Todas las variables óptimas de la ecuación (23) se obtienen a través del modelo (22).

Si la k énsima DMU es ineficiente en su desempeño ambiental, entonces se proyecta hacia la frontera eficiente y se estima su ubicación mediante $\begin{pmatrix} x_k & + & d^{x*} \\ B_k & - & d^{b*} \end{pmatrix}$ respecto de la solución óptima de $\lambda^*, d^{x*}, d^{b*}$ del modelo (15). El grado de SD de la DMU ineficiente se puede determinar a partir de este punto.

$$SD = \left(\sum_{i=1}^m V_i^* (x_{ik} + d_i^{x*}) \right) / \left(\sum_{f=1}^h W_f^* (b_{fk} - d_f^{b*}) \right) \quad (24)$$

Si sustituimos el despeje final de la ecuación (23) en la ecuación (24) obtenemos la siguiente igualdad:

$$SD = 1 / \left(1 - \left(\sigma^* / \sum_{i=1}^m V_i^* (x_{ik} - d_i^{x*}) \right) \right)$$

(25)

En presencia de ineficiencia ambiental aparecerían *slacks* positivos de la manera $d_i^{x*} > 0$ para alguna i y $d_f^{b*} > 0$ para algunas f .

Bajo el supuesto que ambas proyecciones de una DMU ineficiente hacia la frontera eficiente con una única DMU de referencia proyectada, el siguiente modelo puede medir los límites inferiores y superiores de σ :

Max/Min σ

s. t. todas las restricciones de (15) y (17),

$$\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^x + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b = - \sum_{i=1}^m V_i x_{ij} + \sum_{f=1}^h W_f b_{fk} + \sigma$$

(26)

Los límites superiores de $\bar{\sigma}$ y el límite inferior de $\underline{\sigma}$ de la variable dual obtenida por la maximización y minimización del modelo (26) respectivamente. La solución óptima de los modelos (20) y (22) son viables en el modelo (26) y viceversa. Por lo tanto, la solución óptima para el par de $\bar{\sigma}^*$ y $\underline{\sigma}^*$ corresponde a los límites de σ^* del modelo (22). La clasificación de los DTS se realiza de la siguiente manera:

- a. Daños crecientes a escala *RTS* $\leftrightarrow \bar{\sigma}^* \geq \underline{\sigma}^* > 0$,
- b. Daños constantes a escala *RTS* $\leftrightarrow \bar{\sigma}^* \geq 0 \geq \underline{\sigma}^*$ y
- c. Daños decrecientes a escala *RTS* $\leftrightarrow 0 > \bar{\sigma}^* \geq \underline{\sigma}^*$.

4.7.3 Diferencia entre *RTS* y *DTS*

Sueyoshi y Goto (2011), exponen tres diferencias elementales entre los *RTS* y los *DTS*. La primera es que *RTS* tienen implicaciones opuestas a *DS* en el signo que se le proporciona a

la variable dual α . Si la variable α es negativa en los *good outputs*, entonces la DMU manifiesta rendimientos crecientes. En contraste, si esta variable es positiva para los *bad outputs*, entonces la DMU manifiesta daños crecientes a escala, esta circunstancia aplica igual para los rendimientos y los daños decrecientes en caso de signo negativo.

Segundo, las implicaciones en la gestión de la DMU son completamente opuestas. En esta perspectiva los rendimientos crecientes implican que la DMU produce *good outputs* en mayor proporción a los *inputs* que emplea, por lo que indica que dicha DMU aumenta su tamaño operacional y es más productiva. Por esto, es recomendable que las DMUs aumenten su tamaño operacional para alcanzar la eficiencia operativa. Exhibir daños crecientes a escala implica que el resultado se da en una mayor producción de *bad outputs* en proporción a los *inputs* empleados, si la DMU aumenta su tamaño operacional entonces también se produce mayor cantidad de *bad outputs* y aumenta el daño ambiental, en este resultado la recomendación es que la empresa reduzca su tamaño operacional para lograr eficiencia ambiental (*ídem*).

La tercera consiste en la relación que existe entre RTS/DTS y la estrategia de tamaño operacional. En caso de tener rendimientos decrecientes en los *good outputs* involucra que el incremento en una unidad de *input* produce un *good output* en menor proporción, ósea que presenta una reducción en su tamaño operacional. Mientras que tener rendimientos decrecientes de una *bad output* implica que el incremento en los *inputs* produce un crecimiento proporcionalmente menor de los *bad outputs*, por lo que no es recomendable, pero si aceptable que la organización aumente el tamaño de sus operaciones (*ídem*). Sin embargo, la presencia de DTS depende de RTS, y el desempeño ambiental de las DMUs no podría existir sin el desempeño operativo. Por lo tanto, el tamaño de la producción afecta de manera directa a los RTS, pero de manera indirecta a los DTS.

4.7.4 Eficiencia unificada

Para confirmar la relación unificada en el desempeño de los RTS/DTS es necesario combinar las mediciones de desempeño operacional y ambiental y notar qué tan diferente es el desempeño cuando se consideran de manera separada las mediciones de desempeño

operacional y ambiental. Para medir el nivel de eficiencia unificada se combinan los modelos (13) y (20). En el modelo unificado se incorporan dos nuevos superíndices (g y b) para especificar los bienes (*good outputs*) y los males (*bad outputs*) respectivamente. En este caso $\lambda_j^g (j = 1, \dots, n)$ indica que la j enésima intensidad del bien y $\lambda_j^b (j = 1, \dots, n)$ indica la j enésima intensidad del mal. De la misma manera d_i^{xg} y d_i^{xb} ($i = 1, \dots, n$) son la i enésimo *slack* de *input* relacionado con el bien y el mal respectivamente.

El modelo unificado DEA de la enésima DMU se exhibe a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j^g + d_i^{xg} = x_{ik} (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n g_{rj} \lambda_j^g - d_r^g = g_{rk} (r = 1, \dots, s), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j^g = 1, \\
 & \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j^b - d_i^{xb} = x_{ik} (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n b_{gj} \lambda_j^b + d_f^b = b_{fk} (f = 1, \dots, h), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j^b = 1, \\
 & \lambda_j^g \geq 0 (j = 1, \dots, n), \lambda_j^b \geq 0 (j = 1, \dots, n), d_i^{xg} \geq 0 (i = 1, \dots, m), \\
 & d_i^{xb} \geq 0 (i = 1, \dots, m), d_r^g \geq 0 (r = 1, \dots, s), d_f^b \geq 0 (f = 1, \dots, h)
 \end{aligned}
 \tag{27}$$

Los rangos incorporados al modelo (27) se especifican a continuación: $R_i^x = 1/[(m + h + s)(\bar{x}_i - \underline{x}_i)]$ para $i=1, \dots, m$, $R_r^g = 1/[(m + h + s)(\bar{g}_r - \underline{g}_r)]$ para $r=1, \dots, s$ y $R_f^b = 1/[(m + h + s)(\bar{b}_f - \underline{b}_f)]$ para $f=1, \dots, h$.

El modelo (22) incorpora estructura matemática para realizar dos fronteras eficientes para el desempeño operacional y ambiental. Los dos grupos de *slacks* de *inputs* tanto para bienes como para males y dos grupos de variables de intensidad. El valor de la eficiencia unificada θ se obtiene de la siguiente manera a través de la optimización del modelo (27).

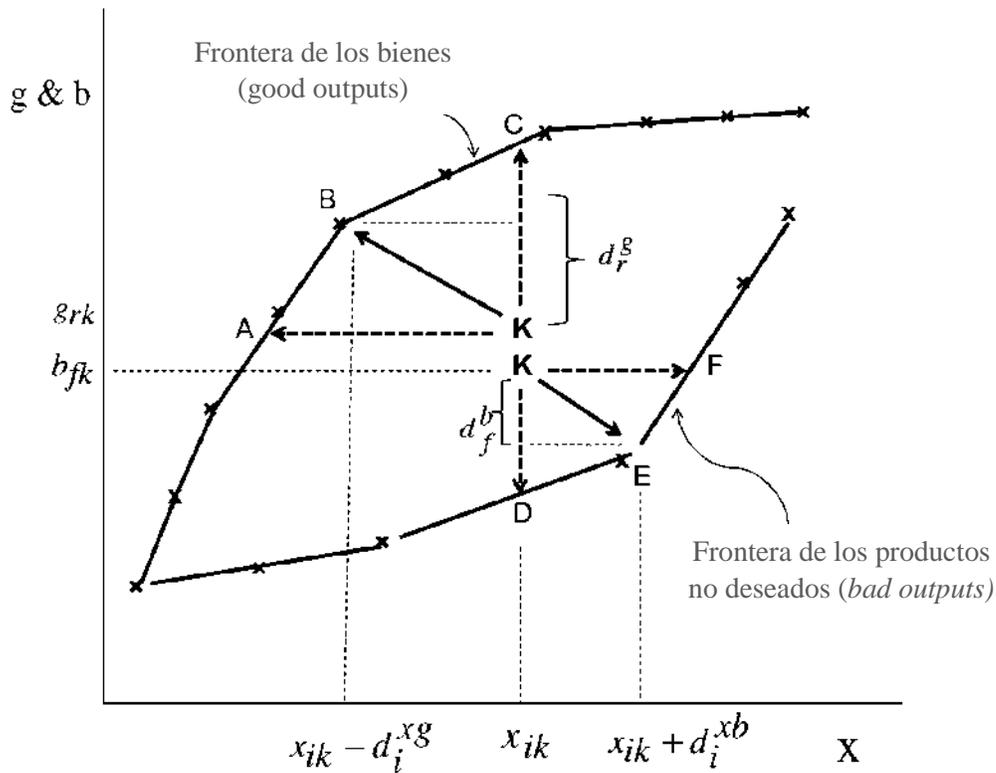
$$\theta = 1 - \left[\sum_{i=1}^m R_i^x (d_i^{xg^*} + d_i^{xb^*}) + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^{g^*} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^{b^*} \right] \quad (28)$$

En esta parte la ecuación indica el nivel de eficiencia unificada sustrayendo el nivel de ineficiencia de la unidad. La formulación dual del modelo (27) se expresa de la siguiente manera.

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i^g x_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rk} + \sigma^g - \sum_{i=1}^m V_i^b x_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f b_{fk} + \sigma^b \\ & \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i^g x_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rj} + \sigma^g \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\ & - \sum_{i=1}^m V_i^b x_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f b_{fk} \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\ & V_i^g \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\ & U_r \geq R_r^g \quad (r = 1, \dots, s), \\ & \sigma^g: \text{URS}, \\ & V_i^b \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \quad W_f \geq R_f^b \quad (f = 1, \dots, h), \quad \sigma^b: \text{URS}, \end{aligned} \quad (29)$$

Aquí $V_i^g (i = 1, \dots, m)$, $U_r (r = 1, \dots, s)$, $V_i^b (i = 1, \dots, m)$ y $W_r (f = 1, \dots, h)$ son las variables duales relacionadas con la primera, segunda, cuarta y quinta restricción del modelo (27). Las variables σ^g y σ^b corresponden a la tercera y sexta restricción del modelo (27). El objetivo es que el modelo (27) y el modelo (29) sean óptimamente iguales.

Gráfica 29. Estructura de la eficiencia unificada.



Fuente: Elaboración propia, con base en Sueyosi y Goto (2011).

La Gráfica 29 describe visualmente la estructura analítica del modelo (27) donde X representa el uso de *inputs* de las DMUs requeridos para producir tanto bienes como males (g y b en el eje vertical). Se muestra la cualidad de la frontera doble del modelo (27), una de las fronteras para los bienes y otra para los males.

Como ejemplo en la gráfica 10 se muestra una DMU asignada a la letra K, la cual se considera ineficiente. Dicha DMU necesita mejorar su desempeño operacional a través de aumentar la producción del bien en d_r^g y/o reducir la cantidad de *input* por d_i^{xg} . La misma DMU “K” debe

entonces mejorar su desempeño ambiental mediante la reducción de producción del mal del mal en d_f^b .

La gráfica 29 muestra dos rasgos únicos del modelo (27). Primero es que la dirección de la proyección para obtener la eficiencia operacional es el opósito respecto a la eficiencia ambiental, dicha diferencia entre direcciones incorporadas en el modelo (27) expone el punto de mayor producción de bienes con la cantidad óptima de insumos y la mínima producción productos nos deseados.

La otra característica única del modelo de eficiencia unificada es que mientras que DEA empelado en su manera convencional solo considera la reducción de los *inputs* para lograr la eficiencia operacional, en contraste el modelo (27) considera un incremento en los *inputs* siempre y cuando se reduzcan los males producidos. En la eficiencia ambiental, una reducción de los *inputs* siempre genera una reducción de los males, a esto se le denomina reducción natural más no se le considera como una acción de la DMU de protección ambiental (Sueyosi y Goto, 2011), las cuales se ubicarían en sector inferior derecho de la figura 29.

Por lo tanto, el modelo (27) no considera dicha reducción natural, este se enfoca en la acción tomada por la DMU para mejorar la eficiencia ambiental mediante el incremento de *inputs* y la reducción de males, revelando una reducción por una disposición gerencial, mostrándose en la parte superior izquierda de la figura 29.

4.7.5 Economías de escala unificadas y rendimientos a escala unificados

Las economías a Escala Unificadas o SE(U) y los rendimientos a escala unificados o RTS(U) son mediciones del grado de SE y del tipo de RTS de desempeño unificado, retomando las ecuaciones (12) y (14) se reformulan de manera unificada considerando que la k énsima DMU esta eficiente unificadamente (operacional y ambientalmente), entonces la DMU requiere estar proyectada en ambas fronteras de bienes y males con valores de *slacks* de cero. La SE(U) para dicha DMU se determina por:

$$\begin{aligned}
SE(U) &= \sum_{i=1}^m V_i^{g^*} x_{ik} / \sum_{r=1}^s U_r^* g_{rk} \\
&= \left(\sum_{i=1}^m V_i^{g^*} x_{ik} / \left(\sum_{i=1}^m V_i^{g^*} x_{ik} - \sum_{i=1}^m V_i^{b^*} x_{ik} + \sum_{f=1}^h f_i^* b_{fk} + \sigma^{g^*} + \sigma^{b^*} \right) \right) \\
&= 1 / \left(1 + \left(- \sum_{i=1}^m V_i^{b^*} x_{ik} + \sum_{f=1}^h f_i^* b_{fk} + \sigma^{g^*} + \sigma^{b^*} \right) / \sum_{i=1}^m V_i^{g^*} x_{ik} \right) \\
&= 1 / \left(1 + \left((\sigma^{g^*} + \delta_k^{b^*}) / \sum_{i=1}^m V_i^{g^*} x_{ik} \right) \right)
\end{aligned} \tag{30}$$

Aquí $\delta_k^{b^*} = - \sum_{i=1}^m V_i^{b^*} x_{ik} + \sum_{f=1}^h f_i^* b_{fk} + \sigma^{b^*}$. La condición óptima obtenida por el modelo (24) se factoriza para reformular la primera y la segunda ecuación. La nueva variable $\delta_k^{b^*}$ corresponde a la función objetivo del modelo (15) pero ahora se resuelve mediante las restricciones del modelo (24).

Se aprecia en la última ecuación (30) que SE(U) depende tanto de σ^{g^*} la variable dual relacionada con la intensidad de la producción de bienes y también de $\delta_k^{b^*}$ la influencia de los males. Si $\delta_k^{b^*}$ es igual a cero, entonces no existe influencia de los males sobre la medición de SE(U). En contraste, si $\delta_k^{b^*}$ es positiva, entonces existirá influencia de los males sobre la edición de SE(U) (Sueyosi y Goto, 2011^a y 2011^b).

Si la k énsima DMU presenta ineficiencia unificada, entonces el grado de SE(U) se puede determinar de la siguiente manera agregando las variables de *slacks* del modelo (22).

$$SE(U) = \left(\sum_{i=1}^m V_i^{g^*} (x_{ik} - d_i^{xg}) \right) / \left(\sum_{r=1}^s U_r^* (g_{rk} + d_r^{g^*}) \right)$$

$$= 1 / \left(1 + \left(\left[\sigma^{g^*} + \delta_k^{b^*} - \left(\sum_{f=1}^h R_f^b d_f^{b^*} + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb^*} \right) \right] / \sum_{i=1}^m V_i^{g^*} (x_{ik} - d_i^{xg^*}) \right) \right) \quad (31)$$

Bajo el supuesto de que ambas proyecciones de una DMU ineficiente a la frontera de bienes y que se posee referencia de una DMU eficiente, se pueden establecer los límites superiores e inferiores de $\mu = \sigma^g + \delta_k^b$ mediante el siguiente modelo.

$$\begin{aligned} & \text{Max/Min } \sigma^g + \delta_k^b \\ & \text{s.t. todas las restricciones de los modelos (22) y (24)} \\ & \delta_k^b = - \sum_{r=1}^s V_i^b x_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f b_{fk} + \sigma^g \\ & \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b \\ & = \sum_{i=1}^m v_i^g x_{ik} - \sum_{f=1}^h u_R g_{rk} + \sigma^g + \delta_k^b \end{aligned} \quad (32)$$

En adición a las restricciones de los modelos (27) y (29), el modelo (32) incorporar dos restricciones adicionales, la primera relacionada con la influencia de los males expuesta por δ_k^b . La ultima restricción con el objetivo de que el modelo (27) y el modelo (29) sean igualmente óptimos. Aquí los valores de los límites superiores $\bar{\mu}^*$ y límites inferiores $\underline{\mu}^*$ de los valores objetivos obtenido mediante la maximización y minimización del modelo (32) respectivamente. La solución óptima de los modelos (27) y (29) son viables con el modelo

(32) y viceversa. Por lo tanto, se puede encontrar una solución óptima para el par $\bar{\mu}^*$ y $\underline{\mu}^*$ que sirvan para definir los niveles inferiores de la ecuación (30).

Basados en los límites establecidos de los valores objetivos del modelo (27), los tipos de RTS(U) de desempeño unificado se pueden clasificar de la siguiente forma.

- a. *RTS(U) crecientes* $\leftrightarrow 0 > \bar{\mu}^* \geq \underline{\mu}^*$,
- b. *RTS(U) constantes* $\leftrightarrow \bar{\mu}^* \geq 0 \geq \underline{\mu}^*$ y
- c. *RTS(U) decrecientes* $\leftrightarrow \bar{\mu}^* \geq \underline{\mu}^* > 0$.

4.7.6 Escala de daños y daños a escala

SD(U) y DTS(U) de desempeño unificado se enfoca en el impacto de los males, regresamos a las ecuaciones (15) y (17) para medir el nivel de SD y DTS. En este caso emplearemos el modelo de DMU ineficientes ya es apto para la medición también de unidades eficientes, donde la k enésima DMU muestra:

$$SD(U) = 1 / \left(1 - \left(\left[\sigma^{b*} + \delta_k^{g*} + \left(\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^{g*} \right) \right] / \sum_{i=1}^m V_i^{b*} (x_{ik} - d_i^{xb*}) \right) \right) \quad (33)$$

La k enésima DMU obtiene eficiencia unificada cuando la ecuación (28) posee variables *slacks* igual a cero. Si volvemos a asumir que tenemos solo una DMU ineficiente y que esta cuenta solo con una DMU de referencia, buscamos los límites superiores e inferiores de $\tau = \sigma^{b*} + \delta_k^{g*}$ con el siguiente modelo.

$$\text{Max/Min } \sigma^b + \delta_k^g$$

s. t. todas las restricciones de los modelos (22)y (24)

$$\begin{aligned} \delta_k^b &= \sum_{i=1}^m V_i^g x_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r g_{rk} + \sigma^g \\ &\sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b \\ &= \delta_k^g - \sum_{i=1}^m v_i^b x_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f b_{fk} + \sigma^b \end{aligned}$$

(34)

Aquí, los límites superiores $\bar{\tau}^*$ y el límite inferior $\underline{\tau}^*$ del valor objetivo obtenido mediante la maximización y minimización de (32) respectivamente. Una solución óptima de (27) y (29) que resulte viable con (34). YA que se determinan los límites superiores e inferiores de (34) se pueden clasificar los daños a escala obtenido por la DMU como se expone a continuación.

- a. $DTS(U)$ crecientes $\leftrightarrow \bar{\tau}^* \geq \underline{\tau}^* > 0$,
- b. $DTS(U)$ constantes $\leftrightarrow \bar{\tau}^* \geq 0 \geq \underline{\tau}^*$ y
- c. $DTS(U)$ decrecientes $\leftrightarrow 0 > \bar{\tau}^* \geq \underline{\tau}^*$

CAPÍTULO 5

LA EFICIENCIA SUSTENTABLE. DESARROLLO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

En este capítulo se explora el avance teórico y metodológico de DEA, donde se analizan las DMUs que desempeñan la misma función, transformando insumos para obtener productos. Enseguida, se detalla cómo se ha empleado DEA para la medición más precisa, en consideración de los resultados no deseados o *bad outputs*, su orientación y su tipo de rendimientos. Además, se describe cómo DEA se ha empleado en temas ambientales y sustentables dentro de la industria energética y extractiva, empleando nuevas técnicas ha ayudado a comprender mejor el desempeño de las DMUs, y como se complementan entre sí. Finalmente, se muestra cómo los conceptos de eficiencia ambiental, operacional y unificada se complementan y permiten analizar la eficiencia sustentable de las empresas desde su aspecto técnico, asignativo y económico, mediante el empleo adecuado de los insumos, productos y productos no deseados.

5.1 DEA como herramienta de evaluación del desempeño

La metodología DEA ha sido empleada para mediciones de eficiencia no paramétricas basada en el trabajo de Farrell (1957), mediante modelos matemáticos de programación lineal. Una de las principales ventajas que ofrece DEA es que no es necesario suponer una función de producción previa, solo requiere de establecer relaciones funcionales entre las entradas y las salidas por tratarse de un enfoque no paramétrico (Seiford y Thrall, 1990). Los vectores que se dibujan entonces corresponden directamente a los datos observados de manera empírica (Cooper *et al.*, 2004).

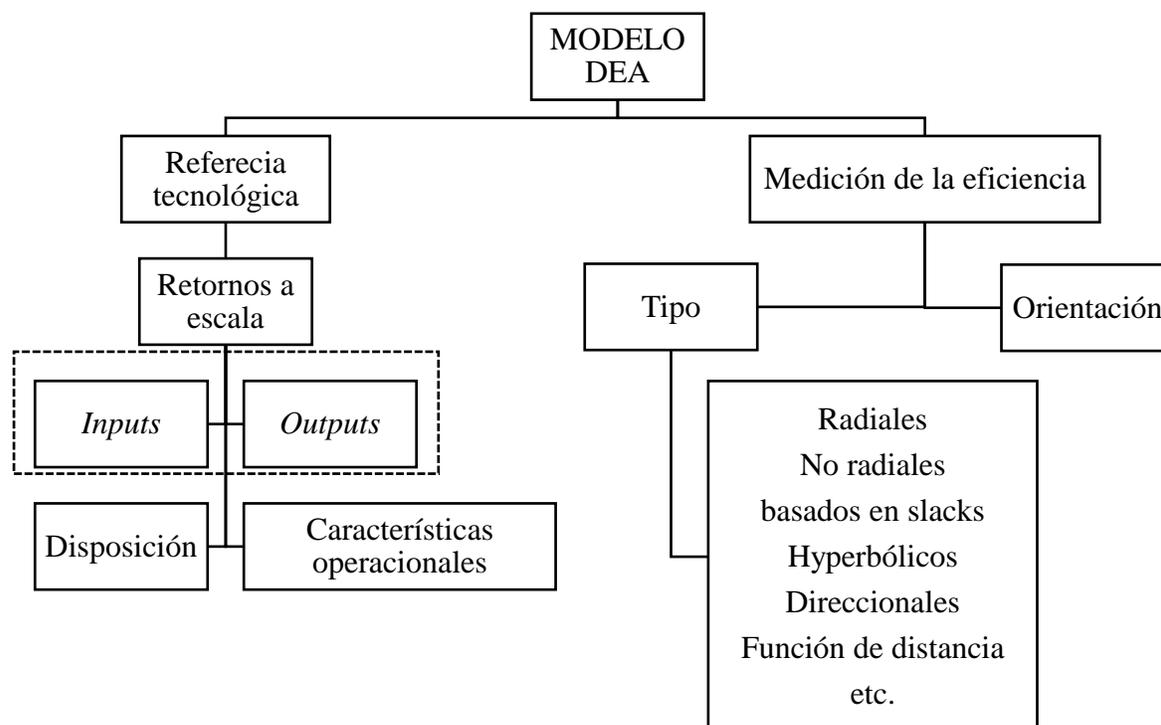
Bajo el supuesto de que hay k DMUs, en este trabajo representadas por las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera, éstas deben ser evaluadas respecto a cómo convierten n *inputs* en m *outputs*. Además, que la DMU k consume $x_{nk} \geq 0$ de insumo n para producir $y_{mk} \geq 0$ de producto m y cada DMU tiene al menos un insumo positivo y un producto positivo (Färe *et al.*, 1994; Cooper *et al.*, 2004). Basándose en el concepto de eficiencia en ingeniería, la eficiencia de una DMU puede estimarse mediante el cociente de su n virtual (combinación ponderada de salidas) a su entrada virtual (combinación ponderada de entradas). Para evitar la arbitrariedad en la asignación de pesos a las entradas y salidas, Charnes *et al.*, (1978) desarrollaron un modelo de optimización conocido como DEA Cost-Constrained Regression (CCR) para determinar las ponderaciones óptimas para las DMUs, maximizando su ratio de salida virtual a entrada virtual y manteniendo las ratios para todas las DMUs con valor no mayor a uno. Este problema puede transformarse en un problema equivalente de programación lineal de “maximización de la producción” mediante un enfoque radial y relativo a las unidades que se están estudiando. De este modelo se derivan aquellos que consideran rendimientos variables a escala y con diferente orientación, ya sea hacia los *inputs*, los *outputs* o no orientados.

Los modelos DEA se pueden descomponer en dos partes: por la medida de eficiencia y por la tecnología de referencia. Un modelo DEA está totalmente caracterizado por su tecnología de referencia y por cómo mide la eficiencia. Mientras que la tecnología de referencia se

caracteriza por los tipos de rendimientos a escala (RTS) y la disposición operativa de los *inputs* y *outputs*²⁹.

Cuando se clasifican por su medición de la eficiencia, ésta se determina por el tipo de orientación. Como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 11. Clasificaciones de los modelos DEA.



Fuente: Elaboración propia, con base en Zhou *et al.*, (2008).

5.2 Ampliaciones de los modelos DEA.

Como describieron Ramanathan (2003) y Cooper et al. (2006), en la literatura han aparecido un gran número de extensiones de los modelos DEA. Las extensiones más utilizadas en los estudios de energía y extracción (E&E) basados en la estructura general de los modelos DEA (véase la Fig. 11).

²⁹ De aquí la importancia por la que ciertos estudios procuran realizar la diferenciación entra capital y trabajo y producción para proporcionar una perspectiva económica (Cooper *et al.*, 2004).

5.2.1 Tecnologías de referencia

En los modelos tradicionales de DEA se supone que los *inputs* y los *outputs* tienen una alta o libre disponibilidad (*strongly or freely disposable*). Esto quiere decir que tanto los *inputs* (x) como los *outputs* (y) pertenecen al conjunto tecnológico y, dependiendo si proporcionalmente x es igual o mayor a y o viceversa, se define el tipo de rendimientos que se obtienen mediante dicha combinación (Färe *et al.*, 1989). Sin embargo, para el análisis de las empresas, y en particular de aquellas que extraen energéticos o generan electricidad, es relevante incorporar los productos no deseados o *badoutputs*. Para estos casos, y en consideración de que es probable que la reducción del *badoutput* requiera que se incurra en un costo debido a que su existencia está directamente relacionada con la producción, se sugiere emplear modelos de alta disponibilidad (Zhou *et al.*, 2008).

Respecto a los *badoutputs* se han incorporado varios modelos DEA (Scheel, 2001). Generalmente estos métodos se dividen en dos categorías. El primero se basa en la traducción de datos y la utilización de modelos DEA tradicionales (Seiford y Zhu, 2002). El otro utiliza los datos originales, pero se basa en el concepto de tecnología de referencia de disposición débil, este modelo fue propuesto por Färe *et al.* (1989).

En el marco de la DEA, la tecnología de referencia de disposición débil (tecnología de referencia ambiental), se da donde $u_1; u_2; \dots; u_j$ representa el vector de productos no deseados (Zhou *et al.*, 2008). La tecnología de disposición fuerte (T_f) y de disposición débil (T_d), se presenta cuando la reducción de los *badoutputs* es imposible, pero la reducción proporcional tanto de los *outputs* como de los *badoutputs* es factible. Es decir que se finaliza el proceso productivo para poder reducir o eliminar la salida de *badoutputs*. T_d es una representación simulada de proceso de producción al considerar sólo la inhibición del vector que represente a cada DMU (Färe *et al.*, 2005).

Dichos elementos, al considerar la tecnología de disposición débil, se han aplicado ampliamente a estudios de E&E como la estimación de la productividad teniendo en cuenta los contaminantes y la modelización del rendimiento medioambiental. Véanse, por ejemplo, Färe *et al.*, (1996, 2001, 2004), Chung *et al.*, (1997), Boyd y McClelland (1999), Boyd *et*

al., (2002), Zaim (2004), Arcelus y Arocena (2005), Picazo-Tadeo *et al.*, (2005) y Zhou *et al.*, (2006b, 2007).

Además de mostrar la propiedad de disponibilidad de los *inputs* y los *outputs*, sus características de funcionamiento, es decir, si existen variables no discretionales o categóricas o medioambientales, a veces también desempeñarán un papel importante al caracterizar la forma de una tecnología de referencia. Dos ejemplos bien conocidos son los modelos DEA con variables no discretionales y categóricas, formulados por Banker y Morey (1986a,b). En los estudios de E&E, este tipo de modelos pueden utilizarse para medir la eficiencia de las empresas de servicios energéticos cuando se imponen normativas medioambientales o cuando existen factores externos no controlables, (Korhonen y Syrjanen, 2003; Agrell y Bogetoft, 2005; Hattori *et al.*, 2005).

Otra faceta importante de la tecnología de referencia es la de su propiedad sobre los rendimientos a escala (RTS). Se sabe que la tecnología de referencia T_f para el modelo CCR, donde los rendimientos son constantes a escala (CRS), y modificando la restricción donde la referencia del valor hacia la frontera pueda ser igual a 1 respecto a la combinación tecnológica de la DMU analizada con el resto de DMUs, permite analizar rendimientos variables a escala (RVE). El modelo CCR se convierte en un modelo clásico de Banker, Charnes y Cooper (BCC) (Banker *et al.*, 1984). Si se asume que el valor de lambda puede ser menor o igual a 1, se puede analizar de manera conjunta los CRS, VRS y rendimientos no crecientes a escala (NIRS). Si se analizan las DMUs, aceptando la condición de que existan RTS, se aplican de manera general para tecnologías con fuerte disposición (Ramanathan, 2003). También se pueden aplicar para aquellos modelos de baja disponibilidad como en los trabajos de Färe *et al.* (1994b).

Como se puede apreciar, hasta ahora los modelos resaltan por su carácter metodológico y su capacidad para analizar, bajo diferentes posibilidades de rendimientos, las DMUs analizadas. En los trabajos donde se aplican estos modelos se muestra consistentemente la referencia sobre los trabajos de Farrell (1957), de donde se especifica el tipo de eficiencia que se está midiendo, siendo analizada en su aspecto técnico, asignativo y económico. Sin embargo, también es importante considerar el enfoque de los trabajos y la cercanía que tienen a los

trabajos similares sobre eficiencia y productividad con un trasfondo económico, como los trabajos de Charnes, Cooper y Banker, mientras que varios de los trabajos que emplean DEA se utilizan en disciplinas de estrategia, administración y negocios como herramienta metodológica, por lo que se evalúa también el desempeño administrativo de las empresas para lograr sus objetivos productivos, económicos y sustentables.

5.2.1 Medidas de eficiencia

En la metodología DEA, una vez seleccionada la tecnología de referencia, se determina qué tipo de medición de eficiencia se realizará. En un modelo DEA la orientación define las restricciones consecuentes. Las medidas de eficiencia utilizadas esta técnica se clasifican por su orientación, y se define si ésta es hacia las entradas (*inputs*), a las salidas o productos (*outputs*), a las salidas no deseadas (*badoutputs*) y los que consideran tanto la minimización de las entradas como la maximización de las salidas y la reducción de las salidas no deseadas (modelos no orientados). Sin embargo, la reducción de las salidas no deseadas se describirán más adelante, ya que su selección requiere identificar si el modelo es radial o no radial, pues los procesos a seguir y la consideración de las restricciones dentro del modelaje cambian significativamente.

Cuando se realiza la medición de la eficiencia de manera radial, se ajustan las entradas o las salidas de manera proporcional, este tipo de modelos son los más empleados (Zhou *et al.*, 2008). Al combinar la medición radial de la eficiencia con las diversas tecnologías de referencia lo que se obtiene son modelos DEA CCR y DEA BCC, y se emplea la T_d , donde se busca ajustar la obtención de *badoutputs* y se obtiene un modelo que se pueda medir el comportamiento ambiental de una DMU, como en los trabajos de Tyteca (1996, 1997) y Färe *et al.*, (2004).

Cuando se realiza una medición de eficiencia no radial, se permite que se realice un ajuste no proporcional de las diferentes entradas/salidas. Esto proporciona una mayor calidad discriminatoria que la medición radial, cuando se compara una DMU con las referentes. Este tipo de modelos se logra al emplear ambas orientaciones por separado e identificar las holguras (Zhu, 1996). Las holguras se construyen directamente con las entradas y salidas al

obtener diferentes valores de eficiencia y se puede determinar el valor administrativo de las tomas de decisiones que se realizaron en cada DMU.

Ambos modelos radiales y no radiales mencionados presentan distintas ventajas y proporcionan diferentes herramientas de análisis, además, han sido ampliamente utilizados para medir el rendimiento ambiental de las E&E. En el presente trabajo se busca contrastar los resultados, pero también complementar la información que muestran. Mientras que los modelos radiales exhiben cómo las DMUs logran su rendimiento técnico, asignativo y económico en consideración de su desempeño sustentable, los modelos no radiales o de holguras muestran cómo se logran los niveles de eficiencia en consideración de disposición fuerte y débil, y por tanto, cómo afecta la administración de los objetivos. En otras palabras determina cómo es el rendimiento técnico, asignativo y económico de las DMUs dentro de un ambiente competitivo general, y también cómo logran dicho rendimiento dependiendo de la administración de su producción para reducir su efecto en el medio ambiente y logran de manera sustentable sus objetivos económicos.

Existen otros tipos de modelos como el de Cooper *et al.*, (2006) que es orientado a los *slacks*, que se construye en etapas en donde se busca restringir y se consideran los *slacks* que obtienen las DMUs de sus *inputs* y *outputs*, éstos son especialmente útiles para identificar las ineficiencias económicas.

La medición hiperbólica de la eficiencia requiere de modelos que realicen mediciones geométricas de las gráficas obtenidas de las fronteras eficientes, donde se orienta para tanto para la reducción de uso de insumos como para maximizar la obtención de productos (Färe *et al.*, 1994b). Existen también los modelos de función de distancia/dirección (DDF) que permiten considerar simultáneamente la expansión de la producción y la reducción de los insumos y de los *badoutputs*, al condicionar la dirección del vector correspondiente para cada DMU de manera discrecional (Chung *et al.*, 1997; (Färe y Grosskopf, 2004).

5.3 El carácter ambiental y económico de la eficiencia no radial unificada

Una vez que se catalogan los *outputs* entre deseables y no deseables, como ya se mencionó, DEA puede ser empleado para medir tanto la eficiencia operacional de los productos deseados como la eficiencia ambiental de los productos no deseados de manera unificada (Cooper, 1999^a).

Al emplear DEA en temas ambientales se tienen que superar ciertas dificultades metodológicas asociadas a la separación de los productos (*outputs* deseados y no deseados) que en los modelos radiales están considerados de manera proporcional. Para solucionar dicha dificultad, se emplea la medición mediante un modelo no radial de DEA que, combinado con el tratamiento de los productos por separado, permite unificar el rendimiento de cada DMU analizada.

En trabajos de Zhou y Ang (2008), la clasificación de los *inputs* se separa entre energéticos y no energéticos y después se les da un tratamiento unificado. En dicho trabajo se aprovecha la cualidad de los modelos DEA para no asociar la programación a una función de productividad y tratar el rendimiento asociado al uso de ese tipo de insumos. En los estudios de Sueyoshi y Goto (2010; 2012) se mide directamente el rendimiento eficiente de las DMUs. El rendimiento es exclusivamente administrativo, aún con su carácter ambiental, pero no permite que en posteriores trabajos o análisis se identifique el desempeño económico y composición tecnológica³⁰ de una industria o DMU, y en consecuencia sólo se pueden medir diferentes cambios en los niveles de eficiencia, pero no en los cambios de la frontera tecnológica del sector o del conjunto de DMUs que se estudien. Por esta razón, en esta investigación se consideró la asignación de variables acorde a dicho marco teórico, y también la medición de las diferentes dimensiones de eficiencia propuestas por Farrell (1957).

Entonces, dado que los modelos DEA permiten la discriminación y diferenciación de insumos, bajo distintos tipos de disposición y con diferentes rendimientos a escala, es relevante que se realicen trabajos con la finalidad de proporcionar una mayor perspectiva del

³⁰ La tecnología económica, donde las empresas tienen una producción homogénea con diferentes proporciones de capital y trabajo.

problema de desempeño de las DMUs (Färe, 1989). Además, se requiere considerar que aun cuando no se busca aproximarse o emplear *a priori* una función de producción, el carácter económico del estudio de las DMUs permita hacer conjeturas de corte económico, administrativo o estratégico.

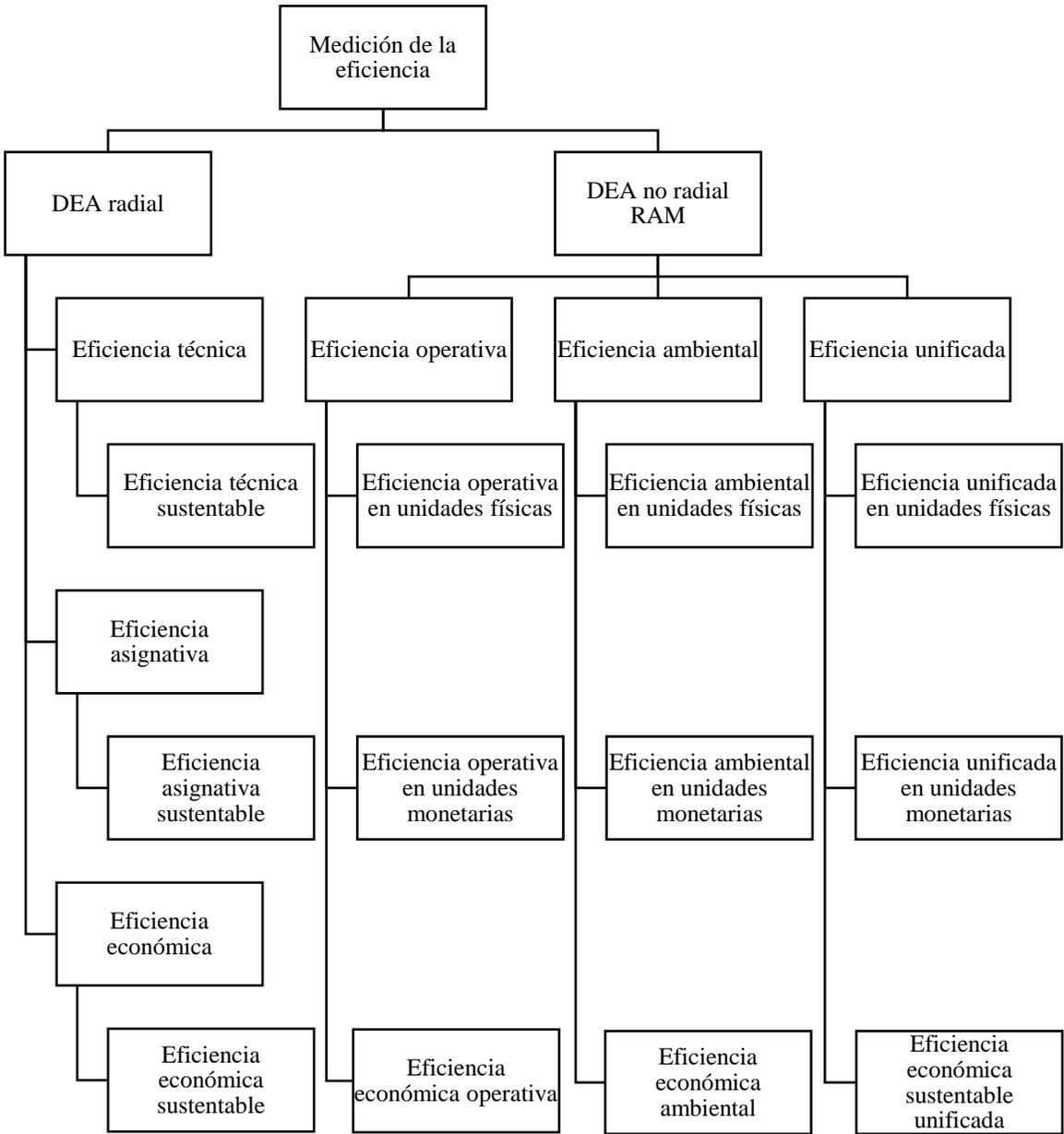
Por esta razón, en la presente investigación los insumos se diferencian entre aquellos que corresponden al capital y al trabajo de las DMUs, y se trabaja el aspecto técnico al considerar tanto los *inputs*, *outputs* y *badoutputs* en unidades físicas. Después en su aspecto asignativo, se miden los mismos los *inputs*, *outputs* y *badoutputs* en unidades monetarias. Finalmente, este análisis se conjuga para determinar cómo la producción física y la producción monetaria diferencian el desempeño económico de cada DMU.

Los trabajos de Bevilacqua y Braglia (2002), Dyckhoff y Allen (2001), Korhonen y Luptacik (2004), Kumar (2006), Liang *et al.*, (2004), Oude Lansink y Bezlepkin (2003), Pasurka (2006), Picazo-Tadeo *et al.*, (2005), Ramanathan (2002), Sueyoshi y Goto (forthcoming-a,b) Sueyoshi *et al.*, (2010), Triantis y Otis (2004), Watanabe y Tanaka (2007), Zaim (2004), Zhou y Ang (2008), Zhou *et al.*, (2008) mostraron el desempeño ambiental las DMUs. Sin embargo, en lo que respecta al concepto de sustentabilidad que se describió en el capítulo anterior falta un elemento relevante, la sustentabilidad. Ésta en sí requiere de un desempeño económico que permita mantener tasas de crecimiento y recursos suficientes, para mantener la innovación en los procesos. Esto no implica solo que contaminen menos, sino que favorezcan a la entidad que realiza dichos esfuerzos convirtiéndola en un referente en la industria, que además alcance economías de escala antes que la competencia, y que destaque por su desempeño y procesos más eficientes. Por lo tanto, para hablar de eficiencia sustentable no sólo se deben incluir variables ambientales, se requiere de un análisis que tenga carácter económico, y que permita evaluar la tecnología con la que las DMUs, las empresas, los sectores, las industrias, las regiones o los países logren los resultados y se mantengan como líderes dentro de la frontera eficiente de producción.

En este trabajo se aprovecha la discriminación de las variables dentro de los modelos DEA, tanto radiales como no radiales, para identificar los resultados de capital, de trabajo, de *inputs* y *outputs* deseados o no deseados. Los modelos creados en esta investigación, se apoyaron

de la aplicación de tecnologías de orientación hacia *outputs* y con VRS, para los modelos radiales. La eficiencia operativa y la eficiencia ambiental se utilizaron para unificar los rendimientos con modelos no radiales. Diferenciando en cada etapa los aspectos técnicos, asignativos y económicos de los niveles de eficiencia, se visualiza cómo afectan los costos y resultados al considerar variables medioambientales que determinan en cada caso, su dimensión sustentable de cada nivel de eficiencia con los dos modelos que se emplean, y así se contrastan los resultados. Es relevante que para darle carácter sustentable a cada medición de eficiencia, se considera primero su desempeño económico y la configuración de las DMUs de capital y de trabajo se vuelven especialmente relevantes.

Figura 12. Propuesta de mediciones de la eficiencia DEA radial y DEA no radial.



Fuente: Elaboración propia con base en la literatura revisada.

CAPÍTULO 6

LA EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD EN LA INDUSTRIA PETROLERA: EVIDENCIA EMPÍRICA

Este capítulo describe el concepto de sustentabilidad y lo vincula con la metodología DEA. Además, muestra una lista de los trabajos empíricos que han medido la eficiencia del sector energético a través de esta metodología, incluyendo los conceptos de eficiencia, productividad y daño ambiental. Finalmente, se exponen los argumentos de la importancia de vincular los conceptos de eficiencia, sostenibilidad y sustentabilidad a los trabajos que analizan la industria petrolera.

6.1 Sustentabilidad

La creciente preocupación ambiental de las organizaciones provocó cambios y adaptaciones de los modelos clásicos hacia modelos que tienen en cuenta la dimensión ambiental en la evaluación de la eficiencia empresarial. Los modelos clásicos ignoran cualquier externalidad o producción negativa debido al escenario económico global del período en el que se desarrollaron. La literatura sobre estudios que aborden la eficiencia ambiental de la industria petrolera son insuficientes, específicamente los que relacionan el consumo de agua y las emisiones contaminantes (Cavalheiro, Rodrigues, y Ribeiro da Silva, 2012).

DEA es un enfoque ampliamente utilizado en la academia para medir comparativamente la eficiencia de la productividad entre empresas similares y establecer metas para aquellas que son ineficientes para alcanzar la eficiencia de la productividad. En la presente revisión de la literatura, se aprecia la preocupación por evidenciar los efectos de las prácticas de la industria petrolera y su rol en la generación energética sobre los efectos que tienen en el medio ambiente, así como evaluar los esfuerzos que se realizan para mejorar las prácticas de producción, y determinar si existen mecanismos puntuales para definir un camino hacia un futuro que tenga garantizado el abasto energético en las mejores condiciones ambientales. Por tanto, es necesario observar si las condiciones están mejorando o no (Seiford y Zhu, 2002; Mandal y Madheswaran, 2010; Cavalheiro y Francisco *et al.*, 2012).

En su trabajo, Sueyoshi y Goto (2012) incorporaron *outputs* no deseables fuera del control de las firmas para definir las diferencias en el desempeño de las empresas petroleras en el sector *upstream* durante la extracción y distribución de gas y petróleo. Su perspectiva incluye las acciones que las empresas pueden administrar para controlar las externalidades negativas concentrándose en las emisiones de CO₂.

6.2 El rol del tipo de propiedad

Empíricamente, Al-Obaidan y Scully (1992) han revelaron que, aunque las IOC son mejores para convertir insumos en productos (eficiencia productiva), hay poca diferencia en cómo las NOC y las IOC administran el tamaño de la operación (eficiencia de escala). Para Eller *et al.*,

(2011), las NOC se encuentran entre las empresas menos eficientes, probablemente porque éstas se ven obligadas a subsidiar el combustible para el consumo interno y también emplean una fuerza laboral más grande que no es necesaria para objetivos puramente comerciales.

De manera similar, Ike y Lee (2014) observaron que los IOC tienen un mayor rendimiento, sin embargo, su estudio proporciona nuevas perspectivas donde las NOC que pertenecen a la OPEP muestran el peor desempeño. Otro hallazgo interesante lo presenta Ya Wolf (2009), que expuso que el impacto, tanto de la propiedad estatal como el de la membresía a la OPEP, es significativamente negativo en la producción del sector *upstream* hasta el año de dicha investigación y reafirma lo que Lee establece hasta el 2014. Esto se debió a que la política de cuotas de producción de los miembros de la OPEP tuvo una influencia negativa en el desempeño de la empresa. Por su parte, Ortíz y Alcaraz (2019), encontraron una mejora considerable en los niveles de eficiencia de los países pertenecientes a la OPEP, y también destacan mejoras en la productividad del sector *upstream* de los países Brasil, México y EE.UU.

El trabajo de Sueyoshi y Goto (2012) también contribuye a este debate, sus resultados fueron más conceptuales que empíricos, y se acercan más a los objetivos de la soberanía energética y al efecto de las medidas ambientales y el crecimiento sustentable. Además, explican cómo las empresas asumen diferentes compromisos dependiendo en su proporción de propiedad privada y estatal. Sueyoshi y Wang (2018) exhiben cómo las empresas petroleras asumen los costos de las políticas ambientales respecto a sus objetivos definidos por la proporción de propiedad estatal y privada, y cómo estos costos se reflejaron en los precios del petróleo y gas, primero durante etapas de aumento de producción y después en atención a la reducción de la demanda global.

6.3 DEA como herramienta de análisis de la industria petrolera y energética.

Dentro de los trabajos revisados se puede explorar la evolución de cómo se ha empleado DEA en temas que exploran la relación de los combustibles, la eficiencia de la industria extractiva y transformadora, la generación de energía, los efectos económicos hasta los efectos en el medio ambiente (Sueyoshi *et. al.*, 2017).

La interconexión entre dichas industrias y su valor estratégico en el desarrollo de las economías atrae la atención de diversos enfoques de investigación, pero destaca una gran producción sobre el tema, en donde se emplea DEA como herramienta que permite visualizar desde diferentes enfoques las variables relevantes del desempeño a nivel país y a nivel empresa (*ídem*).

La metodología DEA ha mostrado una gran fortaleza al poder confirmar dichas conexiones interindustria y entre los enfoques de las variables para encadenar los efectos en la eficiencia, en el cambio tecnológico y en el cambio de la productividad de los actores en las investigaciones. Con el tiempo, DEA ha caminado junto con los problemas que refieren al desarrollo sustentable, a través del manejo adecuado de los recursos y disminuyendo (en su defecto monitorear) las externalidades ambientales negativas, tanto del sector energético como de la producción de gas y petróleo en el mundo (Sueyoshi y Goto 2011, 2012).

Para la medición del desempeño de las DMU y para el monitoreo de la producción sustentable, los trabajos de Sueyoshi desde 2011 hasta 2018 han mostrado el alcance de DEA como una metodología para medir la capacidad administrativa de los agentes que toman decisiones sobre las diferentes presiones que impone el mercado y el ambiente, mediante el control de la producción, los insumos y el impacto ambiental.

Sueyoshi, y Goto (2017) realizaron un análisis bibliográfico sobre el alcance de DEA como herramienta metodológica en el sector energético, en la extracción de insumos para combustibles y en la sustentabilidad ambiental llegando a un total de 693 artículos hasta el 2010. En la tabla 5 se muestra cómo se distribuye dicho compendio.

Tabla 5. Aplicación de DEA como herramienta metodológica por área de aplicación.

Área	Tema	Cantidad de artículos
Energía	Electricidad	185
	Petróleo	23
	Carbón	7
	Gas	13
	Térmica	3
	Renovable	36
	Eficiencia energética	140
Ambiental	Ambiental y sustentabilidad	270
	Otros	16
Total		693

Fuente: Sueyoshi *et.al.*, (2017).

En la revisión mencionada, destacan los temas relacionados con las energías renovables, la eficiencia energética y la sustentabilidad. A partir de 2017, la atención a la industria petrolera por la relevancia en la economía de los países y por mantenerse como la principal fuente de insumos energéticos, el petróleo y el gas han sido los predilectos en la aplicación de la metodología y ésta se ha ampliado. Sólo en la presente investigación se anexan 28 artículos donde se utiliza DEA, de los cuales 19 se enfocan en la industria petrolera. Esto sugiere que en efecto, el momento crítico que se experimenta después de la reducción de las reservas, las cuotas impuestas por la OPEP y el efecto de la pandemia de COVID han alterado la demanda y el precio del gas y el petróleo (IEA, 2020), lo que la convierte en una problemática relevante y que requiere de atención por parte de los académicos y los tomadores de decisiones.

En el artículo de Xu *et. al.*, (2020) realizan una revisión de literatura sobre la aplicación de DEA en el sector energético, donde se pueden agregar 318 artículos a partir del año 2011 hasta 2019, de los cuales 116 tratan sobre la industria petrolera, en 206 se involucran a insumos primarios de petróleo y gas, como combustibles relevantes, y en 108 se realizan esfuerzos por medir el efecto sobre el medio ambiente.

La industria petrolera ha sido objeto de constantes estudios debido a su rol crítico en el desarrollo económico de los países, principalmente por la relevancia de los insumos energéticos y derivados necesarios para la producción de una amplia gama de productos intermedios para otros sectores industriales. Es por tanto un eslabón importante de múltiples cadenas de valor y tiene un efecto directo sobre variables macroeconómicas no exclusivas a su operación. La presente investigación desea aportar una perspectiva adicional sobre el funcionamiento de las compañías que operan dentro del sector *upstream* de la industria petrolera. En la revisión que se realizó al respecto se encontró que el enfoque que prevalece es sobre los niveles de producción y los niveles de eficiencia técnica. En este trabajo, se analizan adicionalmente las variables en unidades monetarias para determinar la eficiencia económica del sector, se identifican las mejores prácticas, e incorpora un enfoque sustentable de la actividad de la industria, que enfrenta un nuevo contexto de transición en el consumo de energéticos, con mayores presiones sobre externalidades negativas de las operaciones de las empresas.

Los estudios presentados en la tabla 6, se clasifican por enfoque, haciendo un recuento cronológico desde el año 2000 al 2020.

Tabla 6. Trabajos empíricos clasificación por enfoque.

Título	Año	Autores	Enfoque	Inputs	Outputs	Metodología
Stochastic DEA for restructure strategy: an application to a Japanese petroleum company	2000	Sueyoshi	Proyecciones mediante modelaje estocástico con DEA, cálculo de eficiencia técnica.	Empleados, tamaño de la estación de gas y costos de operación	Gasolina y Petróleo.	DEA y DEA estocástico.
Tecnological Change, Depletion and the U.S. Petroleum Industry.	2001	Cudington y Moss	Cambio tecnológico en la producción de gas y de petróleo por separado, cálculo de eficiencia técnica mediante el residual de una función de producción, análisis estocástico mediante MCO.	Reservas petroleras posibles, reservas petroleras probadas, desarrollo de perforaciones y desarrollo geológico y geofísico.	Desarrollo de perforaciones acumulado, Reservas petroleras acumuladas, petróleo y gas.	MCO.
The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry.	2006	Abbott M.	Eficiencia técnica y de escala de la industria energética australiana por tipo	Precios de electricidad, costos de	Utilidades después de impuestos,	DEA e índice de Malmquist.

			de energético mediante DEA y PTF mediante el índice de Malmquist.	operación, empleados, gastos en capital, capacidad de almacenamiento, productividad de capital y laboral.	ganancias por venta de electricidad.	
Efficiency differences between private and state-owned enterprises in the international petroleum industry.	2006	Al-Obaidan, A. y Scully, G.	Eficiencia técnica y de escala de la industria petrolera, diferenciación por tipo de propiedad, análisis estocástico mediante máxima verosimilitud, las fronteras determinísticas de Aigner-Chu y fronteras estocásticas.	Empleados y capital.	Ventas por activo, ventas por empleado, producción por activo y producción por empleado.	Máxima verosimilitud, funciones de frontera Aigner-Chu y frontera estocástica.
Environmental efficiency of electric power industry of the United States: a data envelopment analysis approach.	2008	Vaninsky, A. Y.	Eficiencia técnica de plantas generadoras de electricidad categorizadas por energéticos empleados mediante DEA.	Petróleo y gas.	Generación de electricidad, emisiones de CO2 y pérdidas de electricidad.	DEA, FSA
Bootstrapped efficiency measures of oil blocks in Angola.	2009	Barros y Assaf	Eficiencia técnica de los pozos petroleros de extracción de Angola.	Costos de operación,	Petróleo	DEA

Does ownership matter? The performance and efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987–2006)	2009	Wolf.	Efectos del tipo de propiedad y de la membresía a la OPEP de las empresas de producción petrolera y de gas del sector <i>upstream</i> .	inversiones e impuestos Inversión en activos, reservas de petróleo y gas, capacidad de refinamiento, gasto en marketing y empleados.	Petróleo, gas, ingresos y utilidades.	MCO datos panel con efectos aleatorios y FSA.
Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies.	2010	Eller, S. <i>et. al.</i>	Eficiencia asignativa (ganancias) contraste entre resultados entre DEA y fronteras estocásticas de firmas petroleras para definir diferencias de desempeño entre firmas de distintos tipos de propiedad.	<i>Stock</i> de reservas, empleados, reservas petroleras probadas, reservas de gas probadas.	Utilidades por empleado, utilidades por reservas y precio del petrolero.	DEA y FSA
Estimating the efficiency of American petroleum refineries under varying assumptions of the disposability of bad outputs	2010	Mekaroonreung y Johnson.	Eficiencia técnica de las refinerías de EE.UU.	Capacidad de refinería, consumo de energía y petróleo.	Gasolina, destilados y residuos tóxicos.	DEA

Oil consumption and economic efficiency: A comparative analysis of advanced, developing and emerging economies	2011	Halkos and Tzeremes	La relación entre la eficiencia económica y el consumo de petróleo en 42 países para el período 1986–2006.	Formación bruta de capital y empleados.	PIB.	DEA y datos panel con el método generalizado de momentos.
The Revenue Efficiency of Pemex: A Comparative Approach.	2011	Hartley, P. R., y Medlock III	Análisis comparativo de resultados de PEMEX con los resultados de firmas de otros países, eficiencia de las ganancias parcial respecto a los insumos empleados y la producción generada.	Reservas petroleras, reservas de gas, capacidad de refinación, y empleados.	Utilidades, utilidades por empleado e integración vertical.	DEA y FSA
Measurement of Returns to Scale and Damages to Scale for DEA-based operational and environmental assessment: How to manage desirable (good) and undesirable (bad) outputs?	2011	Sueyoshi, T. y Goto, M.	La evaluación ambiental en la prevención de varios tipos de contaminación durante la producción. Producción deseable= bien, producción no deseable = mal.			DEA con enfoque ambiental
DEA approach for unified efficiency measurement: Assessment of Japanese fossil fuel power generation	2011	Sueyoshi, T. y Goto, M.	Eficiencia operacional y ambiental de las empresas que generan energía mediante fuentes fósiles en Japón. Enfoque con multi <i>inputs</i> y multi	Capacidad de generación eléctrica, empleados,	Generación eléctrica y emisiones CO ₂ .	DEA con enfoque ambiental y MCO.

Application of Data Envelopment Analysis to Measure the Technical Efficiency of Oil Refineries: A Case Study	2012	Al-Najjar y Al Jaybaj	<i>outputs</i> de producción no energética y energética. Eficiencia relativa de las refinerías de Iraq.	carbón, petróleo y gas Petróleo, tierra, empleados y electricidad.	Nafta, queroseno, gasolina, combustóleo.	DEA
Data envelopment analysis for environmental assessment: Comparison between public and private ownership in petroleum industry. *	2012	Sueyoshi, T. y Goto, M.	Aplicación de DEA para calcular la eficiencia técnica con un enfoque sustentable donde se incluyen <i>bad outputs</i> de las principales empresas petroleras.	Reservas petroleras, reservas de gas, costos de operación y empleados.	Producción petrolera, producción de gas y emisiones de CO ₂ .	DEA
Efficiency in Brazilian Refineries Under Different DEA Technologies.	2012	Cavalheiro Francisco, C. A., <i>et. al.</i>	Eficiencia ambiental (técnica) que emplea <i>bad outputs</i> de las refinerías brasileñas.	Consumo de agua, capacidad de refinación.	Petróleo procesado. Aguas residuales por día y edad de la refinería.	DEA
Measurement of the efficiency and productivity of national oil companies and its determinants	2014	Ike y Lee.	Eficiencia técnica y productividad de las principales NOC y IOC.	Reservas petroleras, pozos de extracción y empleados	Ingresos, petróleo.	DEA

Efficiency evaluation of the energy companies in CNX 500 Index of the NSE, India using data envelopment analysis	2016	Saxena, Saxena y Sehgal.	Eficiencia técnica y de escala de las empresas generadoras de electricidad mediante petróleo y gas.	Costos de material, gastos por empleado y capital.	Ingresos, utilidad bruta y utilidad después de impuestos.	DEA
The status and evolution of energy supply and use in Mexico prior to the 2014 energy reform: An input-output approach.	2017	Guevara, Z., <i>et al.</i>	Análisis de los inputs empleados en la generación de energía y el <i>output</i> obtenido a través del tiempo, observación de la transición energética y cambios de la eficiencia técnica de la industria energética.	Demanda de energía por consumidor, capacidad instalada,	Generación eléctrica, energía por consumidor, usos primarios y secundarios de la energía.	DEA
Multinational operation, ownership and efficiency differences in the international oil industry	2017	Ohene-Asare, K., Turkson, C., y Afful-Dadzie, A.	Eficiencia técnica y de escala comparativa entre firmas petroleras mediante DEA como técnica de evaluación multiproducto y multiinsumo.	Reservas petroleras, reservas de gas y empleados	Petróleo y gas.	DEA
A literature study for DEA applied to energy and environment	2017	Sueyoshi, T., Yuan, Y., y Goto, M.	Revisión literaria de la aplicación de DEA en el estudio de la industria energética y petrolera.	Reservas petroleras y de gas, empleados, gastos de capital y gastos operativos	Producción petrolera y de gas, emisiones de gases invernadero, contaminación	DEA, DEA estocástico, DEA con disposición natural, DEA con

				(principales variables)	del agua y producción energética.	administración y DEA <i>network</i> (metodologías más aplicadas)
DEA environmental assessment on US petroleum industry: Non-radial approach with translation invariance in time horizon.	2018	Sueyoshi, T., y Wang, D.	Eficiencia técnica y asignativa de firmas petroleras estadounidenses, atención a las presiones ambientales sobre emisiones de gases de invernadero.	Pozos de extracción, pozos de exploración, costos de operación.	Emisiones CO ₂ , petróleo, gas, transmisión y distribución de gas y petróleo.	DEA
Efficiency evaluation of Indian oil and gas sector: data envelopment Analysis	2018	Vikas, y Bansal, R.	Eficiencia técnica y asignativa (ganancias) mediante DEA.	Materiales consumidos, gastos por empleado, inversión en capital	Ganancias después de impuestos y utilidades operativas.	DEA
Ownership and dynamic efficiency of petroleum firms: a new perspective.	2019	Asuah, E., y Ohene-Asare, K.	Eficiencia técnica de las firmas petroleras mediante DEA y análisis de metafronteras en la producción de gas y petróleo.	Total de activos en valor monetario, empleados, reservas petroleras y reservas de gas.	Petróleo y gas-	DEA meta fronteras
Upstream technical efficiency and its determinants:	2020	Adekunle, I., <i>et al.</i>	Comparativa de resultados de eficiencia técnica mediante DEA y FSA sobre la			

Evidence from non-parametric and parametric analysis of Nigeria exploration and Production (E & P).			generación de reservas petroleras y de gas del sector <i>upstream</i> nigeriano.			
Financial and operational efficiencies of national and international oil Companies: An empirical investigation.	2020	Al-Mana, A., <i>et al.</i>	Eficiencia técnica y financiera de las empresas petroleras de propiedad estatal, mediante fronteras estocásticas (FSA) y DEA.			
Different Behaviors in Natural Gas Production Between National and Private Oil Companies: Economics-Driven or Environment-Driven?	2020	Gong, B.	Efecto de los objetivos no comerciales de las NOC en su eficiencia.	Gastos en capital, gastos operativos y empleados.	Ingresos, utilidades después de impuestos y producción de gas.	FSA
Global Oil Industry Efficiency and Productivity in the Upstream Sector	2020	Ortiz, J.J.	Eficiencia técnica y productividad total de los factores de las NOCs y IOCs.	Reservas petroleras, pozos petroleros, pozos de exploración y empleados.	Número de barriles diarios	DEA y el índice de Malmquist

Effects of Ownership and Business portfolio in production in the oil and gas industry.	2020	Gong, B.	Diferencias en la producción y eficiencia de las firmas que producen petróleo y gas mediante fronteras estocásticas.	Gastos en capital, gastos operativos y empleados.	Ingresos, utilidades después de impuestos y producción de gas.	FSA y modelos de variación de coeficiente de productividad.
An analysis of the efficiency of the oil refining industry in the OECD countries	2020	Lim, C. y Lee, J.	Eficiencia de portafolio de las compañías refinadoras de hidrocarburos mediante datos panel.	Producción de productos derivados del petróleo, precios de petróleo	Producción óptima de petróleo.	Optimización de cartera de Markowitz, índice de eficiencia de portafolio y datos panel.
<i>Energy Efficiency Evaluation Based on Data Envelopment Analysis: A Literature Review.</i>	2020	<i>Xu, T. et. al.</i>	<i>Relevancia de la aplicación de DEA en estudios de eficiencia energética y de las operaciones de extracción de energéticos.</i>			

Fuente: Elaboración propia (2023) con base en revisión de la literatura.

6.4 Resultados y discusión sobre eficiencia y sustentabilidad

La problemática sobre la sustentabilidad se ha expresado constantemente en razón de la eficiencia en la que se emplean los recursos y en términos de productividad, donde se plantearon como objetivos principales de mantener los niveles de desarrollo acorde a la escasez de los insumos y evitar la generación de productos no deseados y de la consideración del consumo hacia el futuro. En este camino las investigaciones han ido incorporando nuevas dimensiones, donde relacionan la problemática con el desarrollo de las economías y la calidad de la vida presente y hacia el futuro (Bergerson y Lave 2002).

Uno de los principales ejes de investigación y experimentos se relacionan como la eficiencia energética, donde se encuentran trabajos de desarrollo físico, químico y económico, destacando que los trabajos más actuales suelen relacionar los hallazgos para presentar propuestas y políticas más específicas. En dicho aspecto los trabajos de Sueyoshi, (1999), Sueyoshi, y Goto (2011^a), Sueyoshi y Goto (2011b), Sueyoshi y Goto (2012), Xu, You, Li, H., y Shao, L. (2020) destacan al relacionar los aspectos técnicos de los combustibles empleados para la generación de energía, en donde se muestra cómo alteran la composición de los residuos, la capacidad de generación entre otros elementos con las necesidades y las limitaciones de las economías, regiones o empresas para su abasto energético y con su desarrollo económico.

Respecto al efecto económico dentro de las empresas, donde los trabajos analizan los resultados en la rentabilidad de las empresas o los objetivos sociales de las organizaciones (encargadas de la generación de energía y de la obtención de insumos y desarrollo de infraestructura), trabajos como los de Al-Obaidan *et. al.*, (1992), Asuah y Ohene-Asare (2019), Mekaroonreung y Johnson (2010), muestran cómo las organizaciones, al emplear eficientemente sus recursos, logran sus objetivos de rentabilidad, pero al mismo tiempo se acercan a realizar una producción más sustentable al reducir la carga y los efectos negativos de los productos no deseados, logrando aumentos en la productividad a través del tiempo con la mejor tecnología disponible. Estos trabajos tienen en común que subrayan la necesidad de evaluar los estímulos que pueden tener las empresas y las organizaciones para incorporar los

costos de esfuerzos en sustentabilidad, sin afectar su rentabilidad y la consideran como una fuente de ventaja competitiva referente de las industrias.

Autores como Sueyoshi y Goto (2012). y Xu *et. al.* (2020) proponen que una vez que los esfuerzos de las empresas para alcanzar una producción más eficiente y si éstos son referentes eficientes del mercado, pueden lograr economías de escala y volver la tecnología empleada el estándar de la industria en cuestión (en referencia a la industria energética y petrolera). Esto a su vez, les da una ventaja al ser los primeros en emplearla y patentar sus innovaciones, por lo que es posible que antes de que la competencia la asimile, sus rendimientos logren ser superiores. Sin embargo, ningún experimento a largo plazo o algún estudio en caso que sustente dicha afirmación es proporcionada, ya que sus trabajos exponen que aquellas empresas que han iniciado esfuerzos para llevar una agenda más sustentable aún no muestran un desempeño diferenciador en las industria que analizan. Apenas algunos cambios marginales en la productividad total de los factores se deben en mayor parte a cambios en la eficiencia que a los cambios derivados de la tecnología empleada.

El cambio tecnológico y el empleo de diversas tecnologías como resultado de atender una agenda eficiente y sustentable ha derivado en la necesidad de crear indicadores que puedan ser empleados como referencia, aunque hay indicadores muy generalizados para la medición de rendimiento de economías y empresas, éstos han sido criticados por ser estáticos y poco adecuados para el avance dinámico del conocimiento y medidas ambientales. Bergerson y Lave (2002), proponen realizarlo al nivel empresa, dónde se puedan medir y generar estándares de entrada y salida para cada caso, cada industria y cada región en particular. En su trabajo sobre el empleo de energías renovables como mecanismo sustentable de generación de electricidad, concluyeron que el acceso a la tecnología en realidad es el indicador más relevante para lograr la sustentabilidad, ya que se condicionan todos los recursos disponibles, y por tanto, las entidades inmersas pueden no asimilarlo por capacidades tecnológicas o capacidades económicas. En consecuencia, los resultados se derivan más por condiciones suficientes y necesarias que por condiciones generales para todos, por lo que pueden existir dos firmas sustentables que logran diferente objetivos y mantienen la eficiencia en su producción determinados por factores distintos (uso de insumos, total de su producción y/o la cantidad de contaminantes producidos).

Respecto a la importancia de estudiar el comportamiento diferenciador entre los grupos, y en particular de las industrias de la energía y del petróleo, los trabajos de Castro *et. al.*, (2017), Cavalheiro *et. al.*, (2012), Gong, B. (2020b), Guzman y Reverte (2008) y Halkos y Tzeremes (2011) revelan los distintos niveles de eficiencia que logran las empresas y los países dependiendo de su estructura organizacional, su naturaleza (pública o privada) y sus objetivos (social o económico). Primordialmente, el esfuerzo en estos trabajos es para identificar las diferencias entre las distintas entidades, y coinciden en que los objetivos de eficiencia y sustentabilidad si pueden ser alcanzados con diferente configuraciones. Lo relevante entonces es determinar bajo qué configuración una organización puede volverse referente tecnológico de su mercado, de esta manera entonces las empresas pueden realizar su planeación y control solo identificando la tecnología que mejor se adapta a su estilo de organización.

El experimento de Halkos y Tzeremes (2011), permite diferenciar entre las naciones desarrolladas y aquellas que se encuentran en vías de desarrollo y la manera en cómo conviven las empresas con diferente nivel de desarrollo tecnológico. En su estudio muestran cómo el acceso a la infraestructura y derramas tecnológicas impactan los costos de la producción petrolera y permiten acceder a yacimientos de mayor profundidad. Su experimento muestra que la disponibilidad de los *inputs* determinan en mayor medida los niveles de eficiencia, y que son los líderes en la industria los que aumentan su capacidad de obtenerlos; por esta razón se observan empresas altamente tecnificadas en países en desarrollo y a su vez niveles de eficiencia altos tanto en países desarrollados como en aquellos en vías de desarrollo.

La investigación de Gong (2020^a, 2020b) se enfoca en la diferenciación por producto y en el origen de las rentas, de esta manera muestra que si bien es relevante el entorno y la orientación organizacional, también destaca la estrategia derivada de los insumos que se entregan al mercado. En esta investigación se muestra cómo hay empresas que obtienen sus rendimientos al favorecer la producción de uno o varios productos en particular, y destaca la importancia del gas natural dentro de la industria petrolera. Sin embargo, sus resultados reflejan que no es así para todas las regiones, ya que en algunas los derivados del petróleo son más relevantes e incluso en otras la explotación directa de los yacimientos. Para resolver

dicha controversia analiza las diferentes etapas para exhibir a los distintos referentes, bajo la constitución de sus factores y la combinación de productos determinó sus niveles de eficiencia. Los resultados muestran que, en el sector *upstream* de la industria petrolera, las naciones pertenecientes a la OPEP, Rusia y China mantienen niveles altos de eficiencia asignativa por los ingresos derivados de la extracción del gas natural, debido a la cercanía de los países que dependen de su consumo en Europa y Asia. Mientras tanto, en América y África se derivan de la extracción de crudo, pero en América es acompañada de un mejor empleo de sus insumos, en particular los insumos de capital.

A partir del trabajo de Ban (2009), el cambio climático y las necesidades ambientales suponen un cambio de paradigma para las operaciones de las empresas, y también para el origen y desarrollo de las nuevas empresas. Su trabajo concluye con la relevancia de la medición de la eficiencia comparandola con la competencia y con todos los elementos de la industria, y las mediciones que sean capaces de promover las mejores tecnologías a través de diferentes grupos. Los niveles de eficiencia son para Ban el primer paso hacia la sustentabilidad, en su trabajo recomienda que en efecto la empresa debe ver rendimientos y responsabilidad por parte de la comunidad para que logre el mayor efecto ambiental, económico y social.

La medición de eficiencia técnica, mediante herramientas paramétricas como no paramétricas, predomina en los estudios sobre la industria energética y petrolera. Se han desarrollado trabajos que, conforme a los avances en la metodología y la acumulación del conocimiento, permiten observar diferencias relevantes de cuando la industria se analizaba solo mediante la orientación en los outputs (Abbott 2006). Medir los resultados solamente de esta manera, según Abbott, presenta una limitación relevante, y es que no conocemos como afecta la configuración organizacional, tampoco se evalúa la fuente de insumos y su aplicación al analizar el resultado de la producción. En estos casos se está subestimando la importancia de los insumos y más aún, si en éstos se busca entender la distribución de factores de producción.

Evaluar a las DMUs por su tamaño también ha sido un eje relevante de mejora en el análisis de la eficiencia y es muy adecuado sobre los efectos ambientales y esfuerzos sustentables,

porque inherentemente se ha levantado el supuesto de que todas las firmas son y deben ser homogéneas en su configuración y tamaño. Si se aceptan dichas circunstancias se puede inferir que existen unidades de estudio que, independiente de su tamaño, son eficientes e incluso son referentes de la actividad, esto permite que se evalúen dos escenarios, si la DMU está creciendo y se mantiene eficiente o si la DMU tiene rendimiento acorde a su tamaño (Banker y Morey 1986^a y Lu, 2011). En este aspecto Adekunle *et. al.*, (2020) muestran que, al medir la eficiencia técnica global (la eficiencia técnica pura y la eficiencia a escala) con modelos no orientados, no se sobreestima ni se subestima ninguna condición. Al contrario, se identifica si la eficiencia está determinada por el tamaño, los rendimientos, la producción y los insumos empleados, por lo tanto, las recomendaciones y el análisis son específicos y requieren de diferentes acciones dependiendo de la DMU, más que del grupo o clasificación a la que pertenezca.

El mismo Adekunle (2020) sugiere que la sustentabilidad plantea que las entidades deben de considerar las dimensiones que pueden alcanzar y si son óptimas, con la menor carga al ambiente empleando los recursos necesarios y poniendo a circular las cantidades adecuadas de productos, también exhibe la limitación al medir los efectos negativos. Incorporar los productos no deseados revela cómo se contrarrestan los efectos positivos de los resultados obtenidos mediante el uso de la menor cantidad de recursos posible, con diferentes variantes. Trabajos como los de Sueyoshi y Goto (2012) exponen cómo los niveles de eficiencia se ven afectados si no atienden la fuente de productos no deseados, y cómo en estos casos, las dimensiones de las DMUs si es relevante respecto a la cantidad de males que pueden generar. Sin embargo, la medición de los males puede presentar cierto sesgo al considerar que sólo la DMU genera dichos productos o, en su defecto, son generados por el entorno (la sociedad), y que la selección de un mal puede no ser el más adecuado para medir los efectos negativos de la producción.

Los modelos de Sueyoshi y Goto, a partir de 2020, emplean nuevas técnicas de rangos, para crear una frontera del mal producido, esto permite analizar el desempeño de las firmas en diferentes dimensiones e incorporar variables monetarias (el costo y rendimiento de la producción junto con los costos y pérdidas de los males) con vectores independientes. Por lo tanto, una DMU puede alcanzar niveles de eficiencia económica con consideraciones

ambientales y sin ellas, pero el principal diferenciador es que además de medir las economías de escala y rendimientos de las DMU's, es posible detallar el impacto a escala y el rendimiento de los males de cada firma. Los autores concluyen que es posible desarrollar planeación de las empresas en su producción y control ambiental separado, y sólo en puntos clave, determinar cuándo deben conjuntarse, establecer políticas para el sector empresarial y para la población en general. Por último, se menciona que es posible medir si en efecto la industria está mitigando significativamente su impacto ambiental, y demostrar si son los referentes del mercado, los que empujan el cambio tecnológico para el resto de las DMUs, no sólo porque es lo correcto ambientalmente, sino porque es lo que genera rendimientos y ventajas competitivas que las diferencia.

CAPÍTULO 7

APLICACIÓN METODOLÓGICA DE DEA RADIAL, MODELO DÉBIL DE EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE

En este capítulo se muestra la consecución metodológica necesaria para calcular los niveles de eficiencia técnica, eficiencia asignativa, eficiencia técnica sustentable, eficiencia asignativa sustentable, eficiencia económica y eficiencia económica sustentable, mediante el empleo vectorial de DEA. Se expone después la contrastación entre los resultados de ambas metodologías, se distinguen las diferencias y se analizan las similitudes que permitan realizar las generalizaciones adecuadas.

7.1 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 construir 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 de cada DMU se reunieron para cada período analizado.

En la tabla 7, las variables que obtienen mayor frecuencia son el número de empleados, los gastos en capital, los barriles de petróleo, los pozos de producción de petróleo, los pozos de exploración, las reservas petroleras y la formación bruta de capital. Después de la revisión de la literatura, se analiza las NOCs e IOCs considerando las variables homogéneas en su proceso.

La diferencia en los objetivos entre las empresas de propiedad estatal con las 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 7. 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 petróleo	*						*		*	*	*	*	*	*	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.

7.2 Análisis estadístico del sector *upstream* de la industria petrolera

La recolección de indicadores sobre las mediciones de las variables seleccionadas se realizó a un total de 25 empresas del sector *upstream*. Hasta 2022, se encontraban registradas 122 empresas en el sector *upstream* de la industria petrolera (EIA, 2023), de las cuales 65 sólo realizaban tareas de exploración y/o análisis geológico de yacimientos y desarrollo de pozos de exploración. De de éstas las 57 empresas restantes, 19 realizan tareas de mantenimiento y

renovación de pozos de extracción. Las otras 38 empresas realizan conjuntamente labores tanto de exploración como de extracción, presentando solo diferencias en la extracción de hidrocarburos. Dentro de este segmento, se encontraron empresas que producen tanto petróleo como gas natural, algunas que son intensivas en la extracción de crudo y aquellas que son más intensivas en la extracción de gas. Para efecto de la presente investigación, es posible realizar las comparaciones y mediciones pertinentes siempre y cuando la producción de los outputs sea mayor a cero. Estadísticamente la muestra de las 25 empresas, de las cuales se extrajeron datos, es relevante y significativa al representar un 65% del universo de las empresas que se dedican al sector de exploración y producción de la industria petrolera mundial. Las operaciones de las 25 empresas seleccionadas poseen alcance internacional y sus operaciones e ingresos no se limitan a una solo región o al país de fundación, por esta razón los indicadores se consideraron respecto a su desempeño global.

7.2.1 Indicadores de desempeño de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera

Los indicadores sobre el desempeño de las empresas con actividades extractivas de petróleo y gas natural se obtuvieron directamente de los reportes anuales de resultados, los reportes anuales financieros y los reportes anuales sobre sustentabilidad. Los datos se procesaron inicialmente de modo de que fueran homogéneos entre todas las empresas, por lo que se calcularon las conversiones necesarias, y sobre los mismos, insumos y productos.

Los indicadores seleccionados para los insumos físicos fueron la cantidad de pozos de extracción activos y el número de empleados, y los insumos económicos fueron los gastos en activos de capital (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX), ambos en millones de USD.

Respecto a los productos físicos se recabaron datos sobre la producción petrolera en miles de barriles diarios, la producción de gas natural, en miles de metros cúbicos diarios. Los productos económicos fueron, los ingresos de la producción petrolera, los ingresos de la producción de gas y las utilidades después de impuestos, estos tres en millones de USD.

Para los productos no deseados se consideraron, en el aspecto físico, las emisiones de CO2 en toneladas métricas, y en valor monetario, las primas de seguro pagadas por incidencias ambientales y sociales, en millones de USD.

Tabla 8. Media y dispersión de indicadores de desempeño del sector *upstream*.

μ	Media 2014	Media 2018	Media 2022	σ	Desv 2014	Desv 2018	Desv 2022
CAPEX	↓ 17356.23	↑ 58722.23	↑ 60150.12	CAPEX	↓ 18401.2	↓ 18401.2	↑ 265777.9
OPEX	↓ 23589.14	↑ 107437.7	↓ 21284.16	OPEX	↓ 32849.4	↓ 32849.4	↑ 36937.36
OILPROD	↓ 1278.308	→ 1391.598	↑ 1455.959	OILPROD	↓ 1821.272	↓ 1821.272	↑ 2078.941
GASPROD	↓ 311.9793	↑ 360.4226	↑ 372.6523	GASPROD	↓ 530.1776	↓ 530.1776	↑ 569.7678
CO2PROD	↑ 569.8593	↑ 563.6196	↓ 486.9586	CO2PROD	↓ 673.5758	↓ 673.5758	↑ 762.0877
GANANC	↓ 13509.99	↓ 14129.28	↑ 25468.28	GANANC	↓ 28873.77	↓ 28873.77	↑ 54739.44
PRIMES	↑ 30.80857	↓ 27.58491	↓ 26.93821	PRIMES	↑ 40.45234	↑ 40.45234	↓ 38.26357
POZOS	↓ 651.6429	↓ 664	↑ 703.7143	POZOS	↓ 499.915	↓ 499.915	↑ 554.6126
EMPLEADOS	↓ 52.23857	↑ 483.6519	↑ 513.7061	EMPLEADOS	↓ 68.76356	↑ 28850.77	↓ 2442.114
OILINC	↓ 20249.68	↓ 19103.37	↑ 51973.38	OILINC	↓ 28850.77	↓ 26491.86	↑ 74211.97
GASINC	↓ 13285.17	↓ 11056.17	↑ 31300.27	GASINC	→ 26491.86	↓ 68.76356	↑ 55305.05

Fuente: Elaboración propia, con base en los reportes anuales de las empresas seleccionadas (2014-2022).

Los datos del anexo 1, 2 y 3 exhiben los datos de los años 2014, 2018 y 2022 respectivamente, y presentan cambios relevantes en los desempeños de las empresas. La tabla 7 muestra las medias y dispersión de los datos de cada año y de los cuales se puede inferir lo siguiente: Las empresas han aumentado los gastos en capital, es decir, en la creación y mantenimiento de sus activos, tanto de operación como administrativos, además de la renta de buques y mecanismos de transporte para los productos extraídos. Antes del último año, se mostraba una reducción en la dispersión de los datos de desempeño de la muestra, sin embargo, ese año destacó que algunas empresas aumentaron su inversión en gastos de capital mientras que otras se mantuvieron y en su defecto los redujeron.

Las empresas aumentaron en promedio sus gastos operativos durante el 2018, en ese periodo se presentaron los precios promedio de petróleo y gas más bajos reportados en los últimos 12 años, siendo de 35 USD por barril (EIA, 2023). En el mismo año, el CAPEX promedio aumentó 2.3 veces aprovechando los remantes de años anteriores donde se presentaron precios máximos promedio de 102 USD por barril (EIA, 2023), según se explica en el reporte de la OPEP de 2022. A su vez el sector *upstream* aumentó su OPEX promedio 3.5 veces,

siendo este el año en que dicho sector se mostró más intensivo en sus gastos de mano de obra y contratación de servicios operativos que en los de capital.

Tanto la producción promedio de gas natural como la de petróleo han aumentado consistentemente a través de los periodos analizados. El aumento de producción de petróleo de 2014 a 2018 fue apenas del 8.86%, mientras que para el periodo de 2018 a 2020 fue del 4.62%, lo cual muestra una contracción del crecimiento sobre la producción de dicho hidrocarburo. La producción de gas mostró un crecimiento de 15.52% de 2014 a 2018 y sólo de 3.39% de 2018 a 2022, exhibiendo entonces una mayor contracción que la producción petrolera. En este aspecto se puede inferir que el petróleo, durante el periodo analizado, sigue siendo en promedio el insumo energético más relevante respecto a la producción física.

Los ingresos por petróleo y por el gas natural, se redujeron en los dos periodos iniciales y aumentaron significativamente durante el 2022, al respecto destaca que mientras el crecimiento por los ingresos petroleros fue del 172%, y los ingresos por la extracción de gas aumentaron en un 183%. Esto quiere decir que, aunque el aumento de la producción petrolera sea mayor que la del gas, el ingreso de este último insumo se ha vuelto más relevante para las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera.

La disponibilidad de pozos activos aumentó hasta el 2022, mientras que la mano de obra promedio ha aumentado desde 2018 y se mantuvo en dicha tendencia durante 2022.

Las ganancias del sector *upstream* aumentaron hasta el 2022 en casi un 100%, lo cual corrobora la importancia en las utilidades gracias al aumento considerable de los ingresos por la extracción de gas, si bien la producción petrolera también aumentó, los ingresos por gas crecieron en mayor proporción a los petroleros. Además, la desviación estándar sobre los ingresos y producción de gas natural se elevó revelando que se diferenciaron un mayor número de empresas respecto a su mix inicial de productos.

El impacto ambiental del sector se ha reducido hacia el 2022, logrando que tanto la intensidad de emisiones de GEI se reduzca como el gasto en primas de seguro por incidentes ambientales y sociales. El aumento de las utilidades durante el último periodo, el aumento del ingreso del

gas promedio expone una nueva tendencia de la industria, donde las utilidades aumentan, aún al haber aplicado medidas más estrictas respecto a sus objetivos ambientales.

Solo las mediciones en número de empleados como en el pago de primas de seguro muestran una reducción en la dispersión de los datos, mientras que el resto de los indicadores registran un aumento en la dispersión. De esto se puede inferir que la industria experimentó una transición importante, donde la configuración de sus insumos y el mix de su producción refleja desempeños distintos, ya que en la industria conviven operaciones muy distintas que deben enfocarse tanto en el uso de sus factores de producción y sus insumos de maneras divergentes. Lo cual le permite a este análisis una diferenciación posterior.

La desviación estándar de los diferentes indicadores revela que existe una mayor esperanza de dispersión de los datos de las muestras respecto de su media, y resalta el aumento en el último periodo analizado, lo cual significa que las diferentes DMUs exhiben diferentes resultados de sus operaciones, en las cuales se puede señalar las diferencias en sus ingresos y utilidades. Esto muestra que la industria empieza a divergir, y que los objetivos y tecnologías necesarias para lograr un desempeño sustentable y eficiente divide a las compañías que han logrado economías de escala, incorporan el esfuerzo adicional para reducir el impacto ambiental de sus operaciones, aún al aumentar su producción con una menor cantidad de insumos, particularmente de empleados.

7.3 Eficiencia del sector *upstream* de la industria petrolera mediante DEA radial

En el presente apartado se empleó el modelo radial de DEA para el cálculo de los niveles de eficiencia técnica pura, eficiencia asignativa y eficiencia económica del sector *upstream* de la industria petrolera. Las empresas de exploración y extracción expuestas son las unidades de toma de decisiones o DMUs que se emplean para el análisis. Para cada cálculo de los diferentes niveles de eficiencia se emplearon modelos duales, uno que comprende solo los insumos y los productos, y otro modelo que además incluye un producto no deseado considerando rendimientos variables a escala.

Se realiza dicha comparación para determinar si el desempeño eficiente de las empresas se ve afectado cuando estas incorporan objetivos de impacto ambiental. Se analizaron tres años 2014, 2018 y 2022 con el objetivo de apreciar los cambios del sector *upstream* y la evolución de cada una de las DMUs y como lograron sus niveles de eficiencia.

7.3.1 Eficiencia técnica pura del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

El modelo DEA empleado para la medición de la eficiencia técnica es de rendimientos variables a escala, con orientación *output*. Las DMUs se evaluaron en unidades físicas de los insumos de capital considerando los pozos de extracción activos en cada año, los insumos de mano de obra con el número de empleados del sector *upstream*, y la producción diaria de barriles de petróleo y de metros cúbicos de gas natural.

El modelo de eficiencia técnica pura se realiza orientado a *outputs*, con rendimientos variables a escala, donde se considera el uso de los recursos físicos de pozos de extracción activos (PA), número de empleados (EMP) y respecto a los outputs se considera la producción de barriles de petróleo (PP) y la producción de toneladas métricas de gas natural (G). El modelo queda de la siguiente manera.

Max ϕ

s. a

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j PP_{rj} G_{rj} \right) - s_r^+ = \phi PP \phi G \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j PA_{ij} EMP_{ij} \right) - s_r^- = PA_{i0} EMP_{i0} \quad i = 1 \dots m$$

$$\lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}$$

La tabla 9 muestra los niveles de eficiencia técnica pura de los años 2014, 2018 y 2022. El rango del nivel de eficiencia es positivo entre 0 y 1, donde el 1 muestra a la DMUs que

tuvieron un rendimiento eficiente y conforme el valor se acerca a cero refleja un desempeño deficiente.

En promedio el sector *upstream* mostró una mejoría en eficiencia técnica consistente a través de los años analizados, llegando a su mejor nivel durante el 2022 de 72.77%. El promedio del sector mejoró 8% de 2014 a 2018 y mejoró un 20% del 2018 a 2020. En términos físicos la industria mejoró el empleo de su combinación de insumos para aumentar sus productos hacia el último año analizado.

Tabla 9. Eficiencia técnica pura del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia Técnica Pura				
DMU	2014	2018	2022	Tendencia
PEMEX	1	1	1	
Aramco	1	1	1	
Eni Spa	1	1	0.902818583	
Pioneer Natural Resources Co	1	1	1	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
Ecopetrol Sa	1	0.81757075	0.737578003	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Reliance Industries	1	1	0.423762063	
Exxon Mobil	0.83916859	0.88583888	0.598146125	
Bp	0.65624077	0.50683526	0.704675532	
Royal Dutch Shell Shs	0.65073658	0.6432141	0.647608203	
Conocophillips	0.60611534	0.38901015	1	
Qatar Energy	0.52767007	0.40956709	0.807255052	
Chevron	0.52129154	0.70070209	0.720520762	
Canadian Natural Resources	0.46782347	0.51839628	0.539038362	
Indian Oil	0.44202738	0.46971908	0.899010546	
Statoil Asa	0.42546372	0.33262966	0.364728737	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.36257364	0.21254652	1	
Repsol Sa	0.35192786	0.18385933	0.727830004	
China Petroleum & Chemical	0.30807103	0.26634309	0.474356419	
Total Energies	0.29963531	0.48567309	0.742347774	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.22114085	0.29145334	0.303189123	
Suncor Energy	0.18782786	1	1	
Novatek Pjsc	0.17832958	0.18599363	0.234053326	
Eog Resources	0.16714721	0.46760559	0.675465041	
Petrochina Co	0.1647623	0.4566112	0.659619792	
Lukoil Pjsc	0.12341339	0.21479292	0.215622588	
Gazprom Pjsc	0.07288874	0.48282268	1	
Promedio	0.5562234	0.60432803	0.727772358	

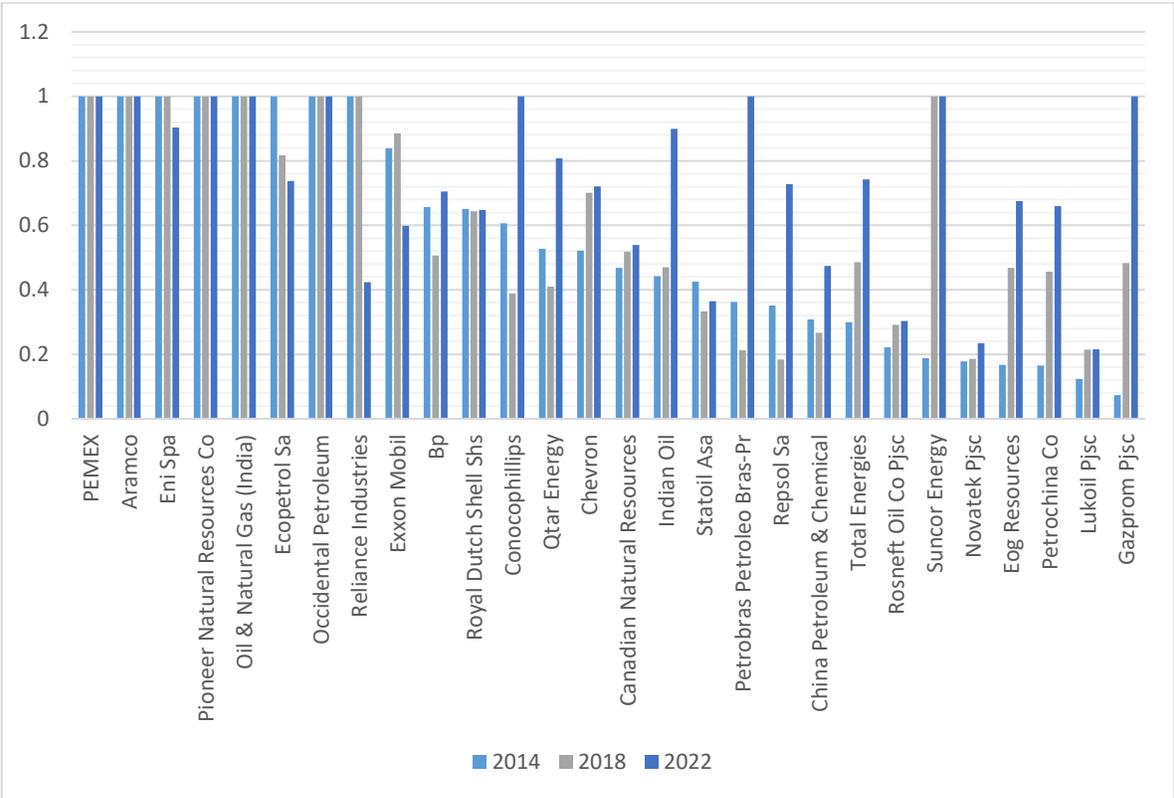
Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Durante 2014 ocho DMUs conformaron la referencia para la frontera eficiente, durante 2018 el mismo número de DMUs la incorporaron, para 2022 el número de DMUs que fueron eficientes de manera técnica pura fueron nueve. Las empresas que lograron un desempeño técnico puro eficiente con mayor frecuencia fueron; PEMEX, Aramco, Pioneer Natural Resources, Oil & Natural gas y Occidental Petroleum.

Cinco DMUs exhibieron tendencia a la baja, esto significa que experimentaron un descenso en sus niveles de eficiencia Eni Spa que se había mostrado eficiente los dos primeros años del análisis, Ecopetrol que había logrado ser eficiente durante 2014 y descendió 24 puntos porcentuales, Reliance Industries redujo su resultado hasta 2022 en un 58%, Statoil que es una de las empresas que mostró consistentemente niveles bajos de eficiencia técnica pura, y Exxon Mobil que durante 2022 bajó sus niveles de eficiencia en 29 puntos porcentuales. El resto de las DMUs lograron mejorar sus niveles de eficiencia técnica pura.

Tabla 10. Eficiencia técnica pura del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Respecto a los niveles más bajos de eficiencia destaca el caso de Gazprom, que durante 2014 y 2018 exhibió el peor desempeño de la muestra, sin embargo, mostró la recuperación más relevante durante 2022 esto tomando en consideración que al ser una empresa de Rusia se veía directamente afectada por el conflicto con Ucrania y las restricciones impuestas, en el

periodo de apertura post pandemia COVID 19, lo que sugiere que se vio favorecida por la transición hacia la producción de gas y a su configuración anterior enfocada en la producción de gas natural.

7.3.2 Eficiencia asignativa del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

El modelo empleado para determinar la eficiencia asignativa de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera es DEA radial con rendimientos variables a escala, orientado a las ganancias. El objetivo es evaluar cómo cada DMU logró su nivel de eficiencia mediante la generación de utilidades con el empleo de un costo establecido. Los costos empleados fueron los gastos de capital o CAPEX y los gastos operativos u OPEX, mientras que sus productos fueron los ingresos petroleros, los ingresos por gas natural y las utilidades del sector *upstream*.

El modelo de eficiencia asignativa pura se realiza orientado a *outputs*, con rendimientos variables a escala, donde se considera el uso de los costos respecto a gastos de operación (GO) y gastos en capital (K), y respecto a los beneficios obtenidos se consideran los ingresos petroleros (IP), los ingresos por la producción de gas natural (IG) y las utilidades (U). El modelo queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{Max} \phi \\
 & \mathbf{s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j IP_{rj} IG_{rj} U_{rj} \right) - s_r^+ = \phi IP \phi IG \phi U \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j GO_{ij} K_{ij} \right) - s_r^- = GO_{i0} K_{i0} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}
 \end{aligned}$$

Los promedios de los niveles de eficiencia asignativa revelan que 2018 fue un año afectado por los cambios en los precios, la reducción de la demanda y los excedentes en inventarios de crudo. El 2022 fue el año con mejor promedio en eficiencia asignativa con un incremento de 18.4%, donde 22 empresas se mostraron como referente de la frontera eficiente.

Siete empresas redujeron su nivel de eficiencia asignativa fueron PEMEX, Suncor Energy, Repsol, Novatek, Pioneer Natural Resources, Chevron y Lukoil. Mientras que las empresas que lograron una recuperación relevante fueron Reliance Industries que en 2014 había sufrió la mayor caída en los niveles de eficiencia, Petrobras que durante 2022 aumento su producción de gas natural, Total Energies, Exxon Mobil, Royal Dutch esta tres últimas destacaron por dos razones, porque presentaron utilidades en 2022 y también registraron un aumento de sus ingresos derivados del gas natural.

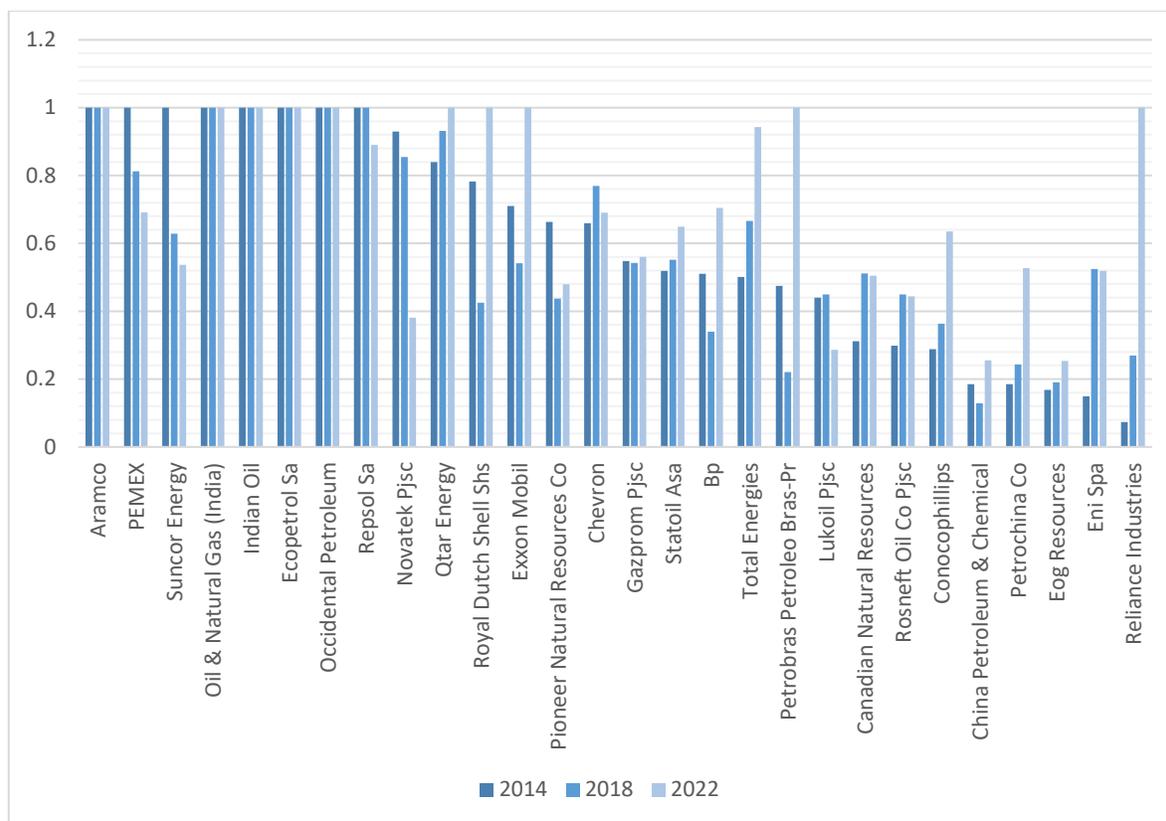
Tabla 11. Eficiencia asignativa del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia asignativa				
DMU	2014	2018	2022	Tendencia
Aramco	1	1	1	
PEMEX	1	0.81205902	0.69104531	
Suncor Energy	1	0.62849073	0.53671216	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
Indian Oil	1	1	1	
Ecopetrol Sa	1	1	1	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Repsol Sa	1	1	0.88982615	
Novatek Pjsc	0.92985099	0.85424802	0.38125134	
Qatar Energy	0.8394723	0.93129083	1	
Royal Dutch Shell Shs	0.7823176	0.42516815	1	
Exxon Mobil	0.7101749	0.54142597	1	
Pioneer Natural Resources Co	0.66288345	0.4368263	0.47983779	
Chevron	0.65938273	0.76925624	0.69032687	
Gazprom Pjsc	0.5476669	0.54204559	0.55973713	
Statoil Asa	0.51843102	0.55150224	0.64887504	
Bp	0.5104862	0.33971393	0.70413619	
Total Energies	0.50059337	0.66577149	0.94296938	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.47460204	0.22090541	1	
Lukoil Pjsc	0.44037439	0.44984454	0.28628541	
Canadian Natural Resources	0.31119732	0.51130402	0.50460937	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.29839756	0.44978589	0.44362981	
Conocophillips	0.28787567	0.3635001	0.63542242	
China Petroleum & Chemical	0.18476989	0.12823281	0.25524458	
Petrochina Co	0.18475316	0.24338888	0.52759357	
Eog Resources	0.16773391	0.1902257	0.25359257	
Eni Spa	0.14888792	0.52448015	0.5185855	
Reliance Industries	0.07317063	0.26975945	1	
Promedio	0.61546507	0.60175805	0.71248859	

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Gráfica 30. Eficiencia asignativa del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Los efectos en los precios, las anomalías en la demanda y la oferta manifestaron en general su mayor efecto para la mayoría de las empresas durante 2018. Es relevante señalar que 2014 fue un periodo donde los precios del petróleo llegaron a sus niveles más elevados y aún con una demanda petrolera considerable, no logró los niveles de eficiencia de 2022, donde aunque los precios del crudo son menores a los de 2014, la mayoría de las empresas diversificó sus fuentes de ingresos favoreciendo aquellos obtenidos por el gas natural que tuvo un mayor impacto en la utilidades. En este aspecto, el sector *upstream* de la industria petrolera a partir de 2022 determinó su aumento la obtención de ingresos y utilidades con un nivel dado de gasto en capital y operativos por la producción del gas natural.

7.3.3 Eficiencia técnica pura sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

El modelo DEA empleado para calcular la eficiencia técnica pura sustentable es de tipo radial, orientado *output*, con rendimientos variables a escala e incluyendo un *badoutput*. Se emplearon los mismos insumos y productos que en el modelo sencillo de eficiencia técnica pura, el producto no deseado sobre el impacto ambiental de cada DMU son las emisiones de CO₂.

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{Max} \phi \text{ s. a} \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j \mathbf{PP}_{rj} \mathbf{G}_{rj} \right) - s_r^+ \geq \phi \mathbf{PP}_{r0} \mathbf{G}_{r0} \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j \overline{\mathbf{CO2}}_{rj}^b \right) - s_r^+ \geq \phi \overline{\mathbf{CO2}}_{r0}^b \quad r = 1 \dots m \\
 & \left(\sum_{j=1}^I \lambda_j \mathbf{PA}_{ij} \mathbf{EMP}_{ij} \right) - s_r^- \leq \mathbf{PA}_{i0} \mathbf{EMP}_{i0} \quad i = 1 \dots m \\
 & \sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}
 \end{aligned}$$

El modelo de eficiencia técnica pura se realiza orientado a *outputs*, con rendimientos variables a escala, donde se considera el uso de los recursos físicos de pozos de extracción activos (PA), número de empleados (EMP) y respecto a los outputs se considera la producción de barriles de petróleo (PP), la producción de toneladas métricas de gas natural (G) y como producto no deseado las emisiones de CO₂. El modelo queda de la siguiente manera.

El sector *upstream* mostró una mejoría consistente en los niveles de eficiencia técnica pura sustentable a partir de 2014. En comparación con la versión simplificada de eficiencia técnica

pura si se pueden observar dos efectos por lo que las DMUs muestran niveles diferenciados a la versión sustentable del modelo. En general los niveles de eficiencia de las DMUs aumentaron en el modelo sustentable en comparación con el simplificado.

El primero es que el impacto ambiental negativo de algunas empresas como Petrochina, y China Petroleum & Chemical fueron las empresas que descendieron más en sus niveles de eficiencia. Anteriormente, se mencionó el caso de Gazprom empresa que mostró niveles en el modelo simplificado y mejora por la producción de gas natural. Este caso sirve de referencia al confirmar que la producción de gas natural tiene un impacto menor en el ambiente y además se vio favorecida también para sus ingresos. Las empresas chinas en cambios se destacaron como mayores productoras de crudo y por tanto también como las empresas de mayor impacto ambiental.

Petrochina y Petrobras fueron dos empresas que mostraron un bajo desempeño durante 2014, pero avanzando hacia el 2018 mejoraron sus niveles de eficiencia técnica sustentable hasta llegar a su mejor resultado durante 2022, en este aspecto destaca la empresa brasileña que logró en el último año analizado ser referente de la frontera eficiente, mientras que Petrochina logro un nivel de 65% de eficiencia técnica pura sustentable. China Petroleum & Chemical redujo sus niveles de eficiencia técnica sustentable de 2022 a los mismo que durante 2014.

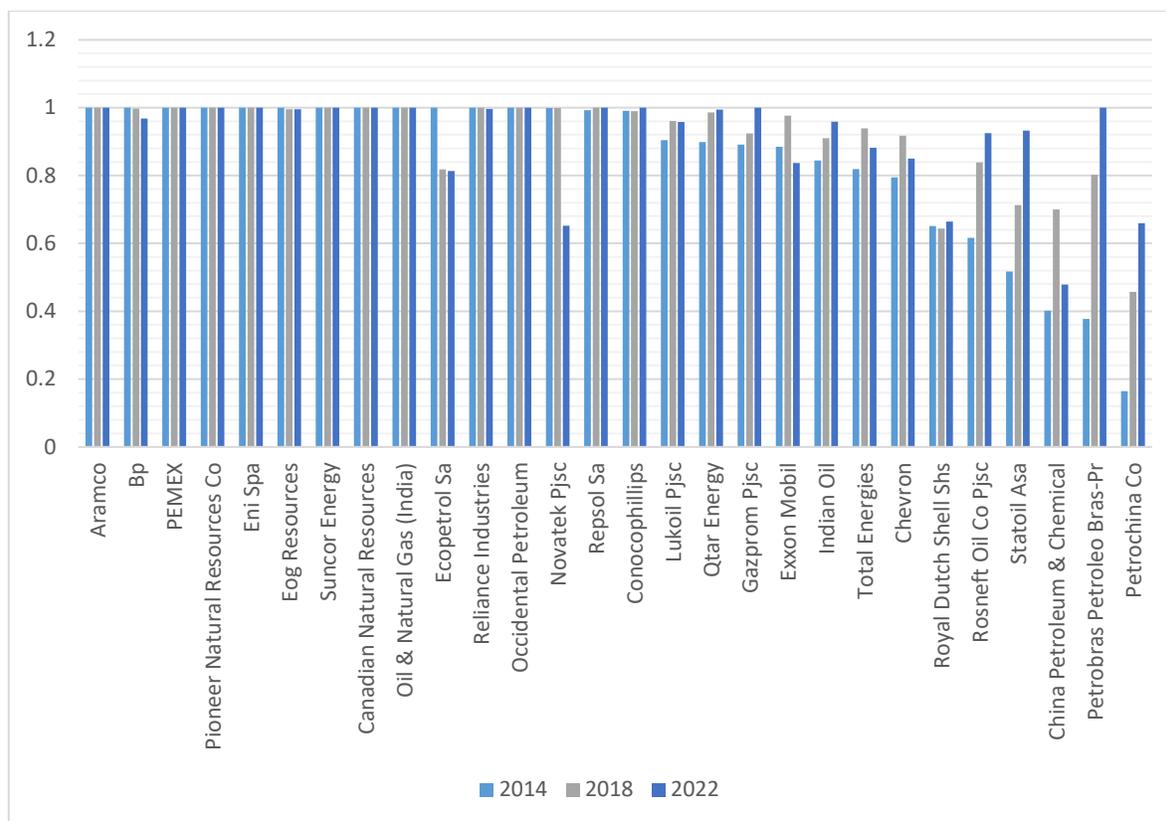
Tabla 12. Eficiencia técnica pura sustentable del sector upstream 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia técnica sustentable				
DMU	2014	2018	2022	Tendencia
Aramco	1	1	1	
Bp	1	0.99685531	0.96847579	
PEMEX	1	1	1	
Pioneer Natural Resources Co	1	1	1	
Eni Spa	1	1	1	
Eog Resources	1	0.99563309	0.99555902	
Suncor Energy	1	1	1	
Canadian Natural Resources	1	1	1	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
Ecopetrol Sa	1	0.81757075	0.81299681	
Reliance Industries	1	1	0.99645396	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Novatek Pjsc	0.99903228	0.99859181	0.65173189	
Repsol Sa	0.9921185	0.99996311	1	
Conocophillips	0.99043012	0.99002541	1	
Lukoil Pjsc	0.90454541	0.96056447	0.95768302	
Qatar Energy	0.89889813	0.98617053	0.99472486	
Gazprom Pjsc	0.89131991	0.92437233	1	
Exxon Mobil	0.88439796	0.97632759	0.83674444	
Indian Oil	0.84424305	0.90980305	0.95909508	
Total Energies	0.81936878	0.93920598	0.88172869	
Chevron	0.79498433	0.91751726	0.8503213	
Royal Dutch Shell Shs	0.65070488	0.64321411	0.66459991	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.61644229	0.83862682	0.92472684	
Statoil Asa	0.51701277	0.71335354	0.93210572	
China Petroleum & Chemical	0.40157353	0.70022512	0.47813653	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.37756404	0.80226909	1	
Petrochina Co	0.1647623	0.4566112	0.65961979	
Promedio	0.84812137	0.91310359	0.91302513	

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DearR Charnes, Cooper y Rodés (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Gráfica 31. Eficiencia técnica pura sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DearR Charnes, Cooper y Rodas (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

El segundo efecto se deriva de que las emisiones de CO₂ en general se redujeron durante 2018 debido a la reducción de la producción petrolera de las DMUs. En este aspecto el modelo sustentable muestra niveles similares a los de 2022, sin embargo, la producción de petróleo como la de gas aumentaron en este último año. Esto quiere decir que la mayoría de las empresas analizadas lograron reducir significativamente su impacto ambiental, en términos de eficiencia durante 2022 las empresas lograron aumentar su producción, reducir las emisiones de CO₂ con una cantidad de insumos dada. En este mismo aspecto 12 empresas fueron las referentes de la frontera eficiente, el aumento de empresas que lograron dicho resultado refleja que un mayor número de empresas con el tiempo adoptaron tecnologías que permitieron el aumento de la producción, pero con menor impacto ambiental.

7.3.4 Eficiencia asignativa sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

El modelo empleado para calcular la eficiencia asignativa sustentable se realizó mediante DEA radial, considerando rendimientos variables a escala, orientado a las ganancias. Tanto los *inputs* como los *outputs* del modelo simplificado se vuelven a emplear y se incorpora el gasto en primas de seguro para evaluar el efecto económico que tiene el impacto ambiental sobre el desempeño eficiente de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera. Nos referimos a las primas de seguro como un producto no deseado que debe de ser desembolsado cuando la empresa se vio involucrada en algún suceso que tuviera consecuencias ambientales y sociales y diera respuesta a su resolución median la aplicación de sus pólizas de seguro.

El modelo de eficiencia asignativa pura se realiza orientado a *outputs*, con rendimientos variables a escala, donde se considera el uso de los costos respecto a gastos de operación (GO) y gastos en capital (K), y respecto a los beneficios obtenidos se consideran los ingresos petroleros (IP), los ingresos por la producción de gas natural (IG) y las utilidades (U) y como producto no deseado el pago de primas de seguro (PS). El modelo queda de la siguiente manera.

Max ϕ s. a

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j IP_{rj} IG_{rj} U_{rj} \right) - s_r^+ \geq \phi IP_{r0} IG_{r0} U_{r0} \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j \overline{PS}^b_{rj} \right) - s_r^+ \geq \phi \overline{PS}^b_{r0} \quad r = 1 \dots m$$

$$\left(\sum_{j=1}^I \lambda_j GO_{ij} K_{ij} \right) - s_r^- \leq GO_{i0} K_{i0} \quad i = 1 \dots m$$

$$\sum_{j=1}^I \lambda_j = 1 \quad \lambda_j, s_r^+, s_r^- \geq 0; \phi \text{ libre de signo}$$

El promedio anual sobre los resultados de la eficiencia asignativa sustentable muestran que el sector *upstream* de la industria petrolera ha mejorado su desempeño económico, esto quiere decir que la frontera eficiente ha empleado de mejor manera su combinación tecnológica para obtener mayores ingresos y utilidades en proporción a los costos empleados y reduciendo su carga financiera derivado del pago de primas de seguro en respuesta a la resolución de medidas para mitigar el impacto ambiental y social.

Petrochina confirma que su rendimiento técnico y asignativo sustentable es el menos eficiente y por tanto que ha incurrido en el mayor pago de primas de seguro en relación a los ingresos y utilidades que genera. En este aspecto es importante recordar que esta empresa china consistentemente ha sido un referente de aquellas que obtienen pocas utilidades, tienen altos costos operativos, un alto impacto ambiental y ahora como aquellas que incurren en mayor pago de primas de seguro.

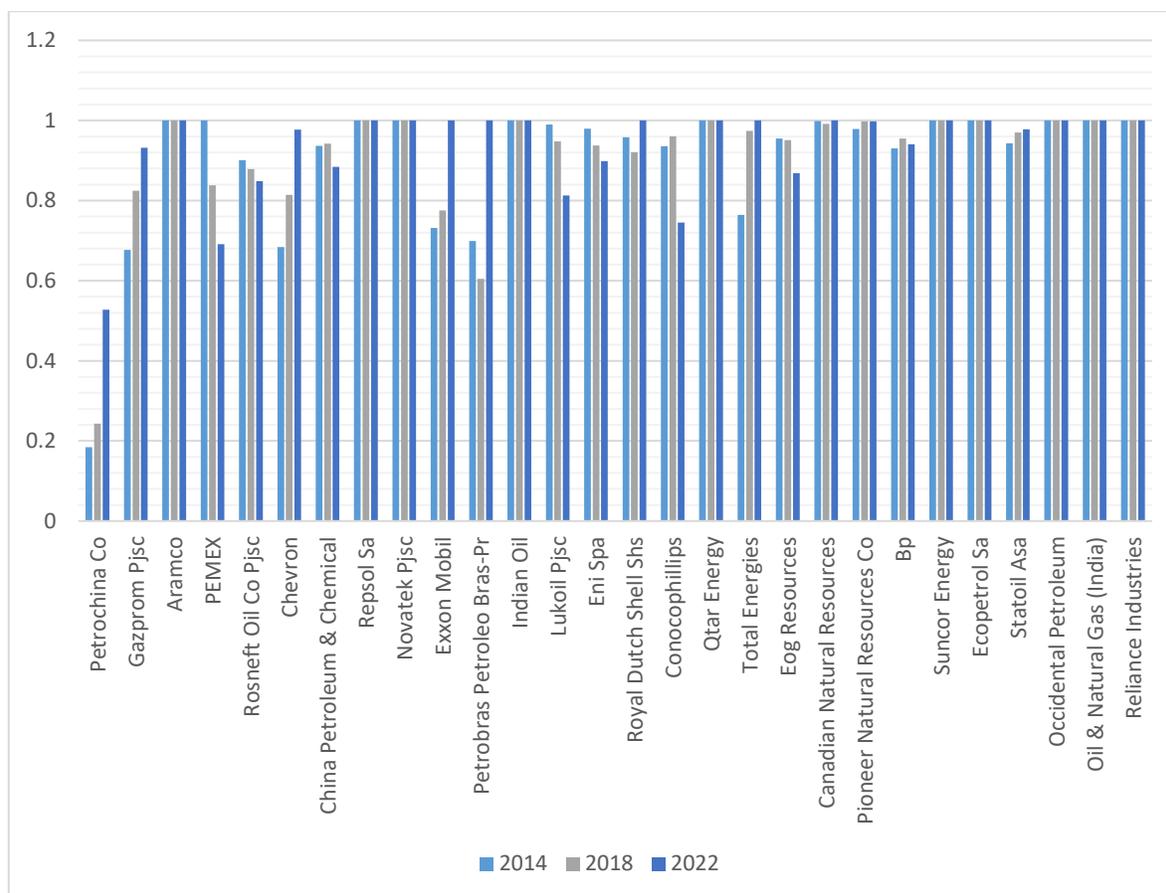
Tabla 13. Eficiencia asignativa sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia asignativa sustentable				
DMU	2014	2018	2022	
Petrochina Co	0.18475316	0.24338888	0.52759357	
Gazprom Pjsc	0.67717431	0.82495619	0.93206136	
Aramco	1	1	1	
PEMEX	1	0.83854017	0.69104531	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.90075784	0.8789086	0.8484972	
Chevron	0.68397268	0.81427425	0.97738525	
China Petroleum & Chemical	0.93706135	0.94250814	0.88461324	
Repsol Sa	1	1	1	
Novatek Pjsc	1	1	1	
Exxon Mobil	0.73137005	0.7751274	1	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.69903034	0.60486934	1	
Indian Oil	1	1	1	
Lukoil Pjsc	0.98993725	0.94753539	0.81279422	
Eni Spa	0.97922736	0.93753513	0.89877448	
Royal Dutch Shell Shs	0.95801682	0.92085641	1	
Conocophillips	0.93589193	0.96069564	0.74499493	
Qatar Energy	1	1	1	
Total Energies	0.7645119	0.97417064	1	
Eog Resources	0.95476408	0.95125847	0.86851448	
Canadian Natural Resources	0.99854069	0.99158907	1	
Pioneer Natural Resources Co	0.97861878	0.99770847	0.99774903	
Bp	0.9304089	0.95520368	0.94063998	
Suncor Energy	1	1	1	
Ecopetrol Sa	1	1	1	
Statoil Asa	0.94284749	0.97021233	0.97757318	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
Reliance Industries	1	1	1	
Promedio	0.90167446	0.91176208	0.93222272	

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Gráfica 32. Eficiencia asignativa sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: Dear Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Durante 2022 se exhibieron el mayor número de DMUs con desempeño eficiente con 12 empresas, esto significó que consistentemente a partir de 2018, las empresas empezaron a adoptar mejores medidas económicas para emplear su capital y gastos operativos con el fin de obtener mejores rendimientos y pagar lo menos posible de primas de seguro, por ello el sector *upstream* la carga económica que representaba el cumplimiento de las normativas y sugerencia de los tratados internacionales sobre desarrollo sustentable e impacto ambiental.

7.3.5 Eficiencia económica del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

El uso y obtención óptimo de los elementos físicos de una empresa siendo estos sus insumos y productos, en conjunto con el manejo de los recursos económicos donde se obtiene la mayor producción con los mayores beneficios en mayor proporción a los costos e insumos empleados, ello da lugar a la medición del rendimiento eficiente económico de una empresa, por tanto el producto de la eficiencia técnica pura y la eficiencia asignativa.

El promedio obtenido por cada año analizado sugiere que las empresas de la industria han obtenido bajos niveles de eficiencia económica. En la transición de 2014 a 2018 se nota una ligera mejora de 1.7 puntos porcentuales, y la mejor ocurre de 2018 a 2022 donde las empresas en promedio obtienen el 54% de eficiencia económica. Esto reafirma que si bien los precios tienen un impacto directo en la recaudación de ingresos, la incorporación de nueva tecnología, la planeación y la distribución adecuada de la producción tiene un mayor impacto. Lo que refleja este análisis es que la transición de la producción y los ingresos obtenidos por el gas natural determinaron el desempeño eficiente de las empresas, ya que aumentaron sus ingresos y sus utilidades, aumento la demanda sobre el gas natural y los costos de este cambio no respondieron en la misma proporción al mantenerse inferiores ante el incremento de la producción.

Destaca el desempeño de Aramco, Occidental Petroleum y Oil & Natural Gas como las DMUs que se mantuvieron como referentes en la frontera eficiente. Y respecto al desempeño más pobre Lukoil tuvo su mejor periodo durante 2018 con apenas 9% en su nivel de eficiencia económica y Petrochina que mantuvo bajos niveles de eficiencia, logrando su nivel más alto durante 2022 con 34%.

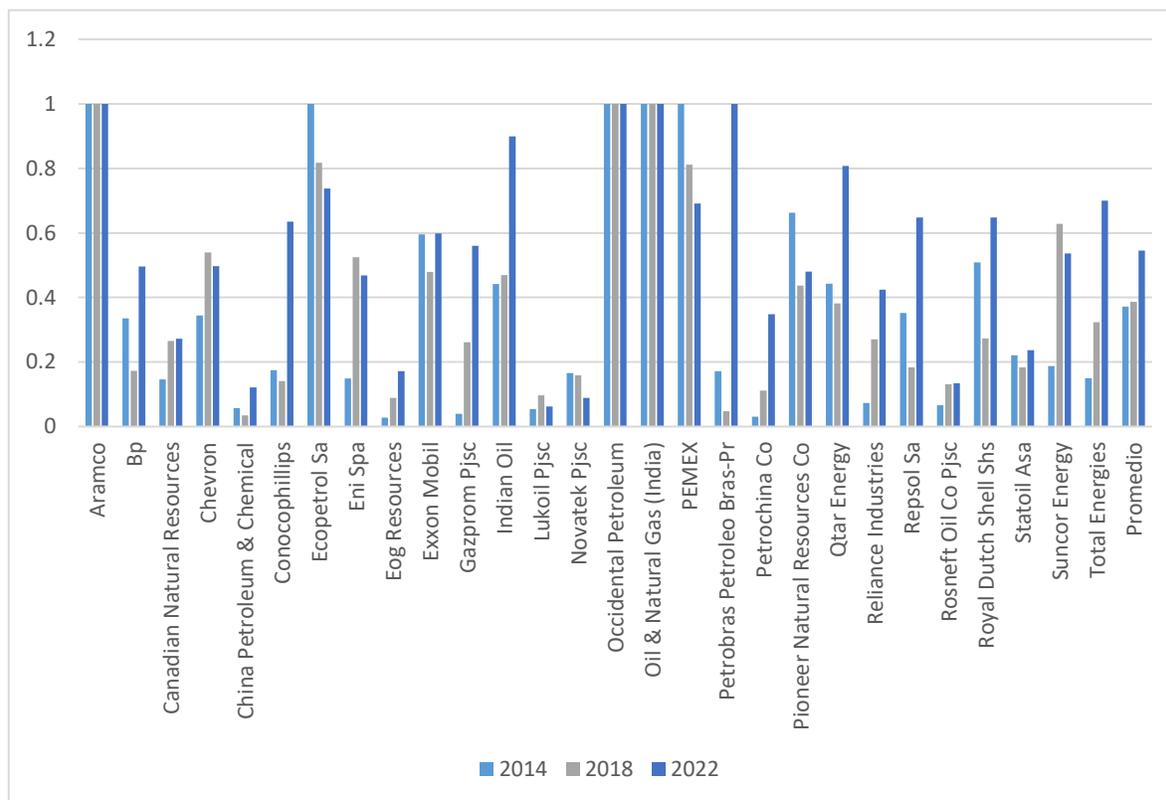
Tabla 14. Eficiencia económica del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia Económica				
DMU	2014	2018	2022	Tendencia
Aramco	1	1	1	
Bp	0.33500186	0.172179	0.49618754	
Canadian Natural Resources	0.14558541	0.2650581	0.27200381	
Chevron	0.34373064	0.53901945	0.49739484	
China Petroleum & Chemical	0.05692225	0.03415392	0.1210769	
Conocophillips	0.17448586	0.14140523	0.63542242	
Ecopetrol Sa	1	0.81757075	0.737578	
Eni Spa	0.14888792	0.52448015	0.46818863	
Eog Resources	0.02803625	0.0889506	0.17129292	
Exxon Mobil	0.59595647	0.47961618	0.59814613	
Gazprom Pjsc	0.03991875	0.26171191	0.55973713	
Indian Oil	0.44202738	0.46971908	0.89901055	
Lukoil Pjsc	0.0543481	0.09662342	0.0617296	
Novatek Pjsc	0.16581993	0.15888469	0.08923315	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
PEMEX	1	0.81205902	0.69104531	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.17207819	0.04695268	1	
Petrochina Co	0.03044036	0.11113409	0.34801116	
Pioneer Natural Resources Co	0.66288345	0.4368263	0.47983779	
Qatar Energy	0.44296441	0.38142607	0.80725505	
Reliance Industries	0.07317063	0.26975945	0.42376206	
Repsol Sa	0.35192786	0.18385933	0.64764217	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.06598789	0.1310916	0.13450373	
Royal Dutch Shell Shs	0.50908268	0.27347415	0.6476082	
Statoil Asa	0.22057359	0.183446	0.23666338	
Suncor Energy	0.18782786	0.62849073	0.53671216	
Total Energies	0.14999545	0.32334729	0.70001122	
Promedio	0.37134476	0.38682997	0.54500192	

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Gráfica 33. Eficiencia económica del sector upstream 2014, 2018 y 2022



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodas (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Se observaron dos efectos en dentro de las DMUs, el primero relativamente simple ya que conforme se realizó el análisis en cada año, conforme este avanzaba el desempeño de las empresas mejoró y se dio principalmente en aquellas que tenían producción mejor a los mil barriles diarios de petróleo. El segundo efecto denota que durante 2018 las discrepancias entre la demanda y la oferta, la reducción en los precios afecto ambas facetas del desempeño económico y la reducción en sus niveles de eficiencia se nota mayor para aquellas empresas que concentraban más su producción en el petróleo y que mantenían mayor proporción de sus gasto en la operaciones que en su capital.

En general los resultados de 2022 muestran que las DMUs mejoraron su eficiencia económica, pero aquellas que durante 2018 redujeron sus costos en capital y sus gastos

operativos ante la contracción en el crecimiento de la producción lograron un mejor resultado.

7.3.6 Eficiencia económica sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022

En este apartado se incorporan a los resultados de producción física y económica y el control sobre los productos no deseados de las DMUs sobre el medio ambiente, esto quiere decir que se considera que las empresas que resulten eficientes en el sentido económico sustentable redujeron las emisiones de CO₂, las primas de seguro ante el aumento de la producción, los ingresos, las utilidades y el uso adecuado de los insumos y control de los costos económicos. Por lo tanto, es el producto del desempeño técnico puro sustentable con el asignativo sustentable.

Los promedios expuestos en la tabla 14 muestran que, existió una mejora en el desempeño eficiente económico de las empresas del sector *upstream*, sin embargo, el mayor progreso se dio de 2014 a 2018. Aunque puede parecer contra intuitivo los resultados anteriores, hay que considerar que el crecimiento de la producción, de los ingresos y las utilidades fueron superiores durante 2022, y que 2018 se distinguió por la reducción de la producción por lo que los costos tenían una mayor proporción. El año 2022 fue el que tuvo mejor rendimiento económico sustentable, y muestra que las operaciones de las DMUs no sólo respondieron favorablemente ante la mejor demanda y mejores precios, sino que lo hicieron sin aumentar el impacto ambiental, reduciendo sus emisiones y las primas de seguro pagadas. Por lo tanto, se puede afirmar que el desempeño eficiente económico sustentable durante 2018 se vio determinado por la reducción de la producción y se contaminó menos. El 2022 se destaca por el éxito de la aplicación de medidas ambientales a las empresas y como estas las incorporaron a su estructura y procesos para poder aumentar los *outputs* sin aumentar los costos y su efecto sobre el medio ambiente.

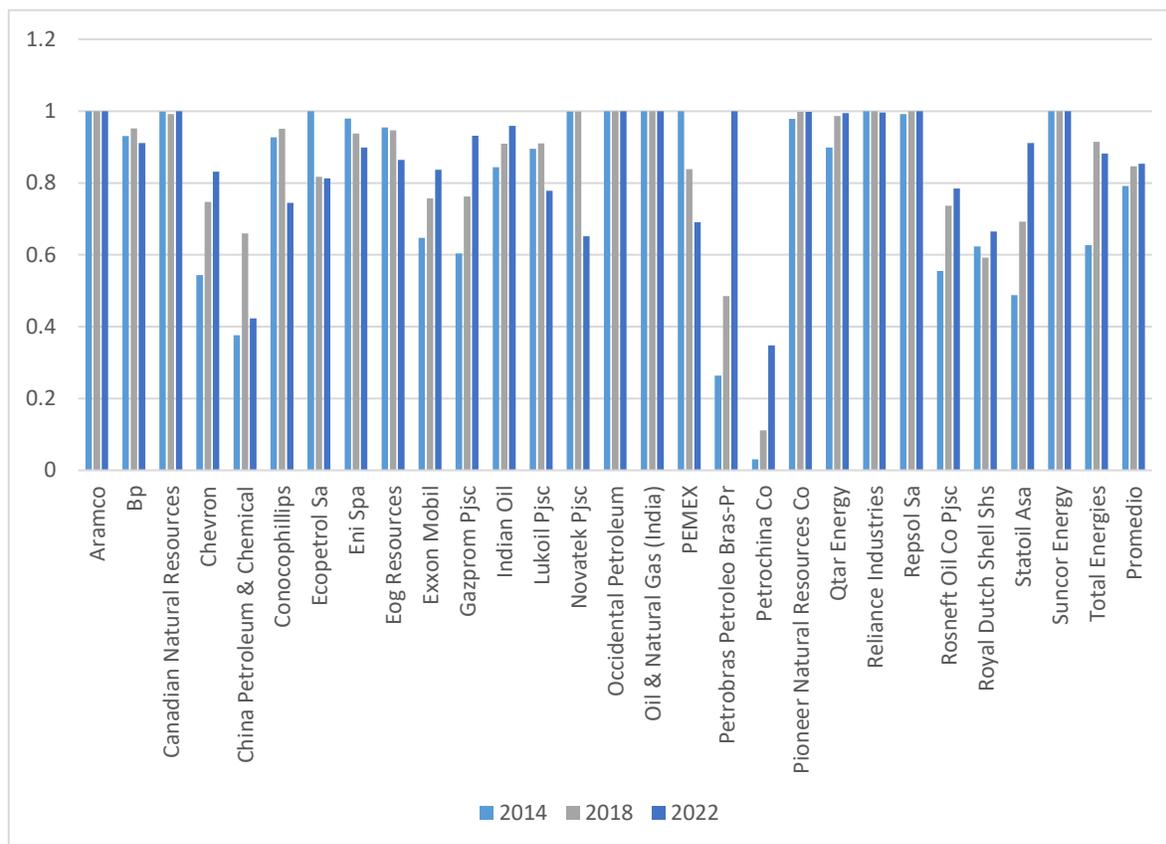
Tabla 15. Eficiencia económica sustentable del sector *upstream* 2014, 2018 y 2022.

Eficiencia Económica Sustentable				
DMU	2014	2018	2022	Tendencia
Aramco	1	1	1	
Bp	0.9304089	0.95219986	0.91098705	
Canadian Natural Resources	0.99854069	0.99158907	1	
Chevron	0.54374756	0.74711068	0.83109149	
China Petroleum & Chemical	0.37629904	0.65996787	0.4229659	
Conocophillips	0.92693556	0.95111309	0.74499493	
Ecopetrol Sa	1	0.81757075	0.81299681	
Eni Spa	0.97922736	0.93753513	0.89877448	
Eog Resources	0.95476408	0.94710441	0.86465742	
Exxon Mobil	0.64682218	0.75677827	0.83674444	
Gazprom Pjsc	0.60357894	0.76256667	0.93206136	
Indian Oil	0.84424305	0.90980305	0.95909508	
Lukoil Pjsc	0.89544319	0.91016883	0.77839922	
Novatek Pjsc	0.99903228	0.99859181	0.65173189	
Occidental Petroleum	1	1	1	
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	
PEMEX	1	0.83854017	0.69104531	
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.26392872	0.48526798	1	
Petrochina Co	0.03044036	0.11113409	0.34801116	
Pioneer Natural Resources Co	0.97861878	0.99770847	0.99774903	
Qatar Energy	0.89889813	0.98617053	0.99472486	
Reliance Industries	1	1	0.99645396	
Repsol Sa	0.9921185	0.99996311	1	
Rosneft Oil Co Pjsc	0.55526523	0.73707632	0.78462814	
Royal Dutch Shell Shs	0.62338622	0.59230783	0.66459991	
Statoil Asa	0.48746419	0.6921044	0.91120156	
Suncor Energy	1	1	1	
Total Energies	0.62641718	0.91494689	0.88172869	
Promedio	0.79127072	0.84633283	0.85409438	

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodes (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Gráfica 34. Eficiencia económica sustentable 2014, 2018 y 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes, Cooper y Rodés (1978, 1979, 1981); Banker, Charnes y Cooper (1981,1984) y Pastor (1996).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

Durante 2022 se observa una recuperación clara de los niveles de eficiencia económica sustentable, el caso que destaca más de la gráfica 34 es el de Petrochina, que muestra que su nivel no alcanza ni el 40% de eficiencia, la siguiente empresa que mostró la recuperación más baja y el siguiente nivel más bajo fue China Petroleum & Chemical durante 2022. Esto quiere decir que en particular en China, la composición de sus empresas siendo éstas de mayor control estatal, la carga social sobre su plantilla de empleados, los gastos operativos y su enfoque sobre la producción de petróleo, forman parte de sus políticas y manejos.

Para los fines de esta investigación resulta útil este caso para poder mostrar el efecto conjunto de diversos factores que alejan a las DMUs de la frontera eficiente, y corroborar la transición

actual que vive el sector *upstream*. La respuesta que las empresas han tenido respecto a su impacto ambiental muestran que existe un estímulo económico para invertir en tecnologías más limpias y responder a los cambios en los patrones de consumo del mercado.

La tabla 16 expone de manera concentrada los niveles de eficiencia de cada DMU del sector *upstream* de la industria petrolera consideradas en este estudio. Revela de manera consistente los resultados de la eficiencia aplicada mediante la técnica de ajuste de rangos del capítulo siguiente que las empresas desde 2014 y 2018 aumentaron o mantuvieron su producción de gas lograron mejorar sus niveles de eficiencia asignativo, y tuvieron un mejor rendimiento económico. Adicionalmente, estas DMU's mostraron una mejora en los rendimientos en los que se consideran los *bad outputs*, tanto de producción de emisiones de CO₂ como el pago de primas de seguro, y por lo tanto tuvieron un mejor rendimiento económico sustentable.

Dicho esto se puede observar que el promedio más bajo entre los niveles de eficiencia radial, corresponden a los de eficiencia económica y eficiencia económica sustentable, niveles que se vieron principalmente afectados por los niveles de eficiencia asignativa y asignativa sustentable de 2018. Aquellas DMUs que obtuvieron un mejor rendimiento asignativo durante 2018 mostraron mejor rendimiento durante 2022 y se observa que tuvo un mayor impacto sobre la eficiencia económica sustentable de 2022, donde las empresas que contaminaron menos y pagaron menos primas de seguro (como Occidental Petroleum y Oil & Natural Gas (India)) lograron no sólo una mayor producción de gas natural, sino, también mayores ingresos.

El caso de PEMEX es particular, si bien durante 2014 y 2018 mostró niveles de eficiencia unitarios, la falta de producción de gas natural no le permitió diversificar y aumentar sus ingresos y ganancias lo cual afectó su rendimiento asignativo, además de que esto estuvo como consecuencia tuvo que tampoco fuera una de las empresas que redujera de manera administrativa su impacto ambiental y mantuviera niveles consistentes de emisiones de CO₂ y por lo tanto sus niveles de eficiencia económica y económica sustentables bajaran hacia el último periodo.

Como excepción se puede señalar el desempeño de Aramco, DMU que no solo mantuvo de manera consistente un incremento en su producción petrolera y más limitada en la producción de gas natural. Durante los períodos analizados Aramco logró los niveles más altos de ingresos y presentó ganancia durante los mismos, considerando que de cualquier manera durante 2018 se redujeron, pero fueron de las pocas empresas que durante dicho periodo mostraron ganancias. Respecto a su nivel de producción petrolera, los niveles de emisiones de CO2 correspondientes fueron más bajos en comparación con las empresas que producían petróleo en menor cantidad, como Petrochina, lo cual la coloca como una de las empresas que a excepción de 2014, si administraba su impacto ambiental desde 2018. Por lo tanto, su desempeño económico y económico sustentable mantuvo niveles unitarios sin diversificar su producción o con un aumento proporcional de su producción de gas natural.

Tabla 16. Niveles de eficiencia radial 2014-2022.

DMU	2014		2018		2022		2014		2018		2022		2014		2018		2022	
	ET	ETS	ET	ETS	ET	ETS	EA	EAS	EA	EAS	EA	EAS	EE	EES	EE	EES	EE	EES
Aramco	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Bp	0.65624077	1	0.50683526	0.99685531	0.70467553	0.96847579	0.5104862	0.9304089	0.33971393	0.95520368	0.70413619	0.940639984	0.33500186	0.9304089	0.172179	0.95219986	0.49618754	0.91098705
Canadian Natural Resources	0.46782347	1	0.51839628	1	0.53903836	1	0.31119732	0.99854069	0.51130402	0.99158907	0.50460937	1	0.14558541	0.99854069	0.2650581	0.99158907	0.27200381	1
Chevron	0.52129154	0.79498433	0.70070209	0.91751726	0.72052076	0.8503213	0.65938273	0.68397268	0.76925624	0.81427425	0.69032687	0.97738525	0.34373064	0.54374756	0.53901945	0.74711068	0.49739484	0.83109149
China Petroleum & Chemical	0.30807103	0.40157353	0.26634309	0.70022512	0.47435642	0.47813653	0.18476989	0.93706135	0.12823281	0.94250814	0.25524458	0.884613237	0.05692225	0.37629904	0.03415392	0.65996787	0.1210769	0.4229659
Conocophillips	0.60611534	0.99043012	0.38901015	0.99002541	1	1	0.28787567	0.93589193	0.3635001	0.96069564	0.63542242	0.744994926	0.17448586	0.92693556	0.14140523	0.95111309	0.63542242	0.74499493
Ecopetrol Sa	1	1	0.81757075	0.81757075	0.737578	0.81299681	1	1	1	1	1	1	1	1	0.81757075	0.81757075	0.737578	0.81299681
Eni Spa	1	1	1	1	0.90281858	1	0.14888792	0.97922736	0.52448015	0.93753513	0.5185855	0.898774475	0.14888792	0.97922736	0.52448015	0.93753513	0.46818863	0.89877448
Eog Resources	0.16714721	1	0.46760559	0.99563309	0.67546504	0.99555902	0.16773391	0.95476408	0.1902257	0.95125847	0.25359257	0.868514478	0.02803625	0.95476408	0.0889506	0.94710441	0.17129292	0.86465742
Exxon Mobil	0.83916859	0.88439796	0.88583888	0.97632759	0.59814613	0.83674444	0.7101749	0.73137005	0.54142597	0.7751274	1	1	0.59595647	0.64682218	0.47961618	0.75677827	0.59814613	0.83674444
Gazprom Pjsc	0.07288874	0.89131991	0.48282268	0.92437233	1	1	0.5476669	0.67717431	0.54204559	0.82495619	0.55973713	0.932061359	0.03991875	0.60357894	0.26171191	0.76256667	0.55973713	0.93206136
Indian Oil	0.44202738	0.84424305	0.46971908	0.90980305	0.89901055	0.95909508	1	1	1	1	1	1	0.44202738	0.84424305	0.46971908	0.90980305	0.89901055	0.95909508
Lukoil Pjsc	0.12341339	0.90454541	0.21479292	0.96056447	0.21562259	0.95768302	0.44037439	0.98993725	0.44984454	0.94753539	0.28628541	0.812794217	0.0543481	0.89544319	0.09662342	0.91016883	0.0617296	0.77839922
Novatek Pjsc	0.17832958	0.99903228	0.18599363	0.99859181	0.23405333	0.65173189	0.92985099	1	0.85424802	1	0.38125134	1	0.16581993	0.99903228	0.15888469	0.99859181	0.08923315	0.65173189
Occidental Petroleum	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PEMEX	1	1	1	1	1	1	1	1	0.81205902	0.83854017	0.69104531	0.691045309	1	1	0.81205902	0.83854017	0.69104531	0.69104531
Petrobras Petroleo Bras-Pr	0.36257364	0.37756404	0.21254652	0.80226909	1	1	0.47460204	0.69903034	0.22090541	0.60486934	1	1	0.17207819	0.26392872	0.04695268	0.48526798	1	1
Petrochina Co	0.1647623	0.1647623	0.4566112	0.4566112	0.65961979	0.65961979	0.18475316	0.18475316	0.24338888	0.24338888	0.52759357	0.527593573	0.03044036	0.03044036	0.11113409	0.11113409	0.34801116	0.34801116
Pioneer Natural Resources Co	1	1	1	1	1	1	0.66288345	0.97861878	0.4368263	0.99770847	0.47983779	0.997749032	0.66288345	0.97861878	0.4368263	0.99770847	0.47983779	0.99774903
Qatar Energy	0.52767007	0.89889813	0.40956709	0.98617053	0.80725505	0.99472486	0.8394723	1	0.93129083	1	1	1	0.44296441	0.89889813	0.38142607	0.98617053	0.80725505	0.99472486
Reliance Industries	1	1	1	1	0.42376206	0.99645396	0.07317063	1	0.26975945	1	1	1	0.07317063	1	0.26975945	1	0.42376206	0.99645396
Repsol Sa	0.35192786	0.9921185	0.18385933	0.99996311	0.72783	1	1	1	1	0.88982615	1	1	0.35192786	0.9921185	0.18385933	0.99996311	0.64764217	1
Rosneft Oil Co Pjsc	0.22114085	0.61644229	0.29145334	0.83862682	0.30318912	0.92472684	0.29839756	0.90075784	0.44978589	0.8789086	0.44362981	0.848497202	0.06598789	0.55526523	0.1310916	0.73707632	0.13450373	0.78462814
Royal Dutch Shell Shs	0.65073658	0.65070488	0.6432141	0.64321411	0.6476082	0.66459991	0.7823176	0.95801682	0.42516815	0.92085641	1	1	0.50908268	0.62338622	0.27347415	0.59230783	0.6476082	0.66459991
Statoil Asa	0.42546372	0.51701277	0.33262966	0.71335354	0.36472874	0.93210572	0.51843102	0.94284749	0.55150224	0.97021233	0.64887504	0.977573182	0.22057359	0.48746419	0.183446	0.6921044	0.23666338	0.91120156
Suncor Energy	0.18782786	1	1	1	1	1	1	1	0.62849073	1	0.53671216	1	0.18782786	1	0.62849073	1	0.53671216	1
Total Energies	0.29963531	0.81936878	0.48567309	0.93920598	0.74234777	0.88172869	0.50059337	0.7645119	0.66577149	0.97417064	0.94296938	1	0.14999545	0.62641718	0.32334729	0.91494689	0.70001122	0.88172869
PROMEDIOS	0.5562234	0.84812137	0.60432803	0.91310359	0.72777236	0.91302513	0.61546507	0.90167446	0.60175805	0.91176208	0.71248859	0.932222722	0.37134476	0.79127072	0.38682997	0.84633283	0.54500192	0.85409438

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Cooper *et al.*, (2007); Aparicio *et al.*, (2007); Tone (2001) y Tone (2010).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014-2022).

CAPÍTULO 8

APLICACIÓN METODOLÓGICA DEA RAM MODELO FUERTE PARA LA MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE

En este capítulo se muestran los resultados del modelo de medición de eficiencia no radial DEA RAM, que calcula los niveles de eficiencia operativa, ambiental y unificada de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera. Con la finalidad que el carácter de los resultados represente el desempeño sustentable de las DMUs, donde cada unidad analizada logra un desempeño eficiente, reduciendo el consumo de insumos, aumentando la producción y reduciendo la proporción de contaminación que se genera, mediante una combinación adecuada de factores de producción, una producción física eficiente con resultados monetarios adecuados y generando la menor cantidad de emisiones y costes adicionales. Por lo tanto, para cada modelo de eficiencia DEA RAM se consideró la evaluación técnica, asignativa y en consecuencia económica de cada DMU. Ante esta consideración se realiza el supuesto que las unidades de toma de decisiones que son referentes eficientes técnicos, asignativos y económicamente de manera unificada son aquellas que son eficientes de forma económica y sustentable.

8.1 Eficiencia operativa

Como se expuso en la figura 10, para la aplicación del modelo DEA RAM se contempló la ejecución del cálculo de los rendimientos eficientes de las DMUs en el tipo operativo, donde aquellas unidades eficientes son aquellas que produjeron *outputs* con una cantidad mínima de *inputs*, pero no se limita la producción ante la existencia de *badoutputs* (Sueyoshi *et al.*, 2008). Bajo este supuesto se contempla que la combinación de *inputs* de capital y trabajo que se emplearon para la producción de *outputs* de gas y petróleo tienen dimensiones tanto físicas como monetarias.

Aquellas unidades que son eficientes operativamente en el aspecto físico de la producción muestran valores de 1 y representan el desempeño técnico de las DMUs. Las DMUs que muestran valores unitarios en la dimensión monetaria son aquellas que aumentaron los ingresos y ganancias reduciendo o manteniendo los costos de capital y trabajo, representando entonces el desempeño asignativo. Finalmente, el desempeño conjunto de resultados físicos y monetarios de las unidades de toma de decisiones con resultado unitario exhibe el desempeño económico.

8.1.1 Eficiencia operativa técnica

La interpretación sobre los niveles de eficiencia técnico y asignativos prevalecen en ambos modelos, lo que hace diferente la medición mediante el modelo DEA RAM y el modelo radial. Este último contempla por separado la reducción de consumo de insumos y después la producción de *outputs* para entregar un nivel de eficiencia que no limita ni inhibe el desarrollo del vector, en su lugar el rango donde se coloca el desempeño operativo muestra si el resultado eficiente proviene o de alguno de los niveles. En caso de que el desempeño sea eficiente y dicho rango sea igual a cero, entonces el resultado operativo representa el nivel óptimo de empleo de *inputs* y obtención de *outputs* (Sueyoshi y Goto, 2011).

Por lo tanto, la interpretación que proporciona el modelo es que se obtiene la mayor producción de gas y petróleo con la mejor combinación tecnológica de pozos petroleros de

extracción y cantidad de empleados. El modelo para la frontera eficiente con VRS orientada a outputs es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m PP_i^x G_i^x d_1^x + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n PA_{ij} EMP_{ij} \lambda_j + d_i^x = PA_{ik} EMP_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n PP_{rj} G_{rj} \lambda_j + d_r^g = PP_{rk} G_{rk} \quad (r = 1, \dots, s), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
 & d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_r^g \geq 0 \quad (r = 1, \dots, s),
 \end{aligned}$$

El complemento del modelo para la construcción de la frontera eficiente del desempeño orientado a minimizar los insumos es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i PA_{ik} EMP_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r PP_{rk} G_{rk} \\
 & \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i PA_{ij} EMP_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r PP_{rk} G_{rk} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
 & V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & U_r \geq R_r^x \quad (r = 1, \dots, s), \\
 & \sigma: \text{URS},
 \end{aligned}$$

8.1.2 Eficiencia operativa asignativa

Los costos y gastos empleados por las unidades de toma decisiones mantienen cierto nivel de ingresos, cada una de ellas puede emplear dichos recursos monetarios de capital y trabajo para maximizar la obtención de ingresos derivados de cada producto y dado el margen que

tengan también afecta directamente el volumen de las ganancias de cada unidad (Cooper *et al.*, 2008).

Por lo tanto, la interpretación que proporciona el modelo es que se obtiene la mayor producción de gas y petróleo con la mejor combinación tecnológica de pozos petroleros de extracción y cantidad de empleados. El modelo para la frontera eficiente con VRS orientada a outputs es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m IP_i^x IG_i^x U_i^x d_1^x + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n GO_{ij} K_{ij} \lambda_j + d_i^x = GO_{ik} K_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n IP_{jr} IG_{rj} U_r \lambda_j + d_r^g = IP_{rk} IG_{rk} U \quad (r = 1, \dots, s), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
 & d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_r^g \geq 0 \quad (r = 1, \dots, s),
 \end{aligned}$$

El complemento del modelo para la construcción de la frontera eficiente del desempeño orientado a minimizar los insumos es el siguiente.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i GO_{ij} K_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r IP_{rk} IG_{rk} U_{rk} \\
 & \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i GO_{ij} K_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r IP_{rk} IG_{rk} U_{rk} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
 & V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & U_r \geq R_r^x \quad (r = 1, \dots, s), \\
 & \sigma: \text{URS},
 \end{aligned}$$

El modelo no radial empleado permite determinar el rango que existe entre el uso mínimo óptimo empleado por cada DMU, del monto máximo de los ingresos y utilidades que adquiere. Se emplea entonces el gasto en capital y los gastos operativos como los insumos para la producción de ingresos derivados del petróleo y del gas y las ganancias del sector *upstream* de cada una de las empresas evaluadas.

8.1.3 Eficiencia operativa económica

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 (Pinzón, 2003). En conjunto los niveles de eficiencia técnico y asignativo representan el logro de los objetivos de las DMUs tanto físicos como monetarios. Por lo tanto, el nivel de eficiencia operativo económico es el producto de la eficiencia operativa técnica y asignativa.

8.2 Eficiencia ambiental

Una de las principales diferencias entre el modelo radial de DEA y el no radial es que, cuando se consideran *badoutputs*, en el primero se inhibe el vector resultante, mientras que en DEA RAM se construye una frontera de producto no deseado o mal, en la cual se asume que la producción del *badoutput* es inherente al proceso productivo, pero que algunas DMUs son capaces de gestionar su producción, y por tanto, ante ciertos niveles de producción las unidades analizadas tienen diferente proporción de producción del producto no deseado (Sueyoshi *et.al.*, 2008).

En otras palabras, el modelo DEA RAM construye dos fronteras en la inferior se considera si la minimización del uso de *inputs* tiene impacto en la producción del producto no deseado, mientras que en la frontera superior se contempla el efecto que tiene la maximización del producto en la generación del mal en cuestión.

En conjunto se construye una frontera donde se identifica el funcionamiento eficiente de las DMUs que lograron tener menores niveles de producción del *badoutput* mediante la reducción del consumo de insumos y maximizando la producción. Las DMUs que obtienen valor de uno son entonces aquellas en las cuales el rango entre las dos fronteras es igual a cero, y por tanto, en comparación con el resto su rendimiento eficiente se debe a una proporción inferior de producción del mal en relación a su proceso de producción.

8.2.1 Eficiencia ambiental técnica

Al evaluar el desempeño que obtienen las unidades de toma de decisiones por sus resultados en unidades físicas, en este caso además se contempla la producción física de los *badoutputs* (Sueyoshi, 1999). En este caso la frontera se construye en relación al producto no deseado, entonces los insumos físicos empleados y los productos revelan qué tanto la cantidad y la combinación de insumos influyen en la producción del producto no deseado.

La evaluación del sector *upstream* que se realiza en el presente trabajo evalúa entonces de la siguiente manera. Primero, si se está empleando la cantidad mínima de pozos petroleros y la cantidad de empleados de cada empresa de extracción de petróleo y gas para producir la menor cantidad posible de emisiones de CO₂. Segundo, muestra cómo la maximización de la producción de gas y de petróleo afecta proporcionalmente la producción de las emisiones en relación al resto de las DMUs.

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_1^x + \sum_{r=1}^s R_r^b d_r^b \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n PA_{ij} EMP_{ij} \lambda_j + d_i^x = PA_{ik} EMP_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n CO2_{fj} \lambda_j + d_f^b = CO2_{fk} \quad (f = 1, \dots, h), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n),
 \end{aligned}$$

$$d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_f^b \geq 0 \quad (f = 1, \dots, h),$$

La dualidad del modelo (20) se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i PA_{ik} EMP_{ik} - \sum_{f=1}^h W_f CO2_{fk} \\ & \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i PA_{ij} EMP_{ij} - \sum_{r=1}^s W_r CO2_{rj} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\ & \quad V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\ & \quad W_f \geq R_f^b \quad (f = 1, \dots, h), \\ & \quad \sigma: \text{URS}, \end{aligned}$$

Por lo tanto, las DMUs que obtienen valor unitario de eficiencia son aquellas que producen proporcionalmente menos emisiones respecto al resto de unidades, en relación a su producción de gas y petróleo, y que emplean la menor cantidad de pozos y mano de obra.

8.2.2 Eficiencia ambiental asignativa

La eficiencia ambiental asignativa corresponde entonces al rendimiento que tienen las DMUs cuando logran generar el menor impacto monetario por medidas correctivas, accidentes, errores y de control, como resultado de sus costos operativos sean relativamente inferiores los ingresos o sean mayores respecto al conjunto de unidades DMUs analizadas.

Las empresas que en este estudio resultaron con rendimiento eficiente ambiental asignativo, son las que tuvieron un coste proporcional menor por pago de primas de seguro mediante una gestión que redujera sus gastos en capital y operativos, esto le permitiría tener mayores ingresos por la venta de petróleo y de gas, y un mayor margen de ganancias.

$$\text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_1^x + \sum_{r=1}^s R_r^b d_r^b$$

$$\begin{aligned}
& \text{s. t. } \sum_{j=1}^n GO_{ij} K_{ij} \lambda_j + d_i^x = GO_{ik} K_{ik} \quad (i = 1, \dots, m), \\
& \sum_{j=1}^n PS_{fj} \lambda_j + d_f^b = PS_{fk} \quad (f = 1, \dots, h), \\
& \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1, \lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
& d_i^x \geq 0 \quad (i = 1, \dots, m) \text{ y } d_f^b \geq 0 \quad (f = 1, \dots, h),
\end{aligned}$$

La dualidad del modelo (20) se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } \sum_{i=1}^m V_i GO_{ik} K_{ik} - \sum_{f=1}^h W_f PS_{fk} \\
& \text{s. t. } \sum_{i=1}^m V_i GO_{ij} K_{ij} - \sum_{r=1}^s W_r PS_{rj} + \sigma \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n), \\
& V_i \geq R_i^x \quad (i = 1, \dots, m), \\
& W_f \geq R_f^b \quad (f = 1, \dots, h), \\
& \sigma: URS,
\end{aligned}$$

8.3 Eficiencia unificada

La eficiencia unificada relaciona las fronteras generadas. En la gráfica 10, donde se muestra la evaluación de la DMU K , se observa que bien puede aumentar su producción para lograr una mayor eficiencia operacional al mismo tiempo que puede reducir la cantidad de *inputs* para mantener dicho desempeño, pero al incorporar la frontera del producto no deseado también se puede observar la reducción natural cuando se reduce el uso de insumos. De manera relevante, se da la posibilidad de aumentar la cantidad de insumos y al mismo tiempo aumentar o mantener la cantidad producida para con una menor generación de *badoutput* (Sueyosi y Goto, 2011).

Entonces, la eficiencia unificada es la evaluación de la reducción de la producción del *badoutput* cuando también se acepta la posibilidad de lograr el máximo de producción, sin que el producto aumente o que relativo al resto de las unidades sea una DMU que produce proporcionalmente menos cantidad. Es importante mencionar que esto construye una frontera adicional con el conjunto de DMUs eficientes, que se acerca a la frontera que se construyó mediante el rendimiento operativo y donde la frontera del rendimiento ambiental se acerca más al origen. En otras palabras, las unidades más eficientes se encuentran donde ambas fronteras están más cerca. Las unidades que se alejan o que tienen mayor holgura de *slacks* de *inputs*, *outputs* y la producción de *badoutput* es mayor (Sueyosi y Goto, 2011). Por esta razón, es importante mencionar que la eficiencia unificada no es un producto de la eficiencia operativa y ambiental, es más bien aquella que distingue por separado si las DMUs son ineficientes por no controlar la generación de productos no deseados o excedentes en los insumos y producción inferior en comparación con el resto de las unidades analizadas.

Consecuentemente, en el análisis de las empresas extractivas de gas y petróleo del sector *upstream* de la industria petrolera, la eficiencia unificada representa el rendimiento donde se logró la mayor producción con un nivel dado de insumos y la producción de contaminantes fue proporcionalmente inferior al resto de las empresas.

8.3.1 Eficiencia unificada técnica

La eficiencia unificada técnica responde al rendimiento de mayor producción física con menor cantidad de insumos y que genera la menor cantidad de productos no deseados (Sueyosi y Goto, 2011). Entonces, para las empresas que se analizaron, la eficiencia unificada técnica la alcanzaron aquellas que lograron los mayores niveles de producción de petróleo y de gas, con una cantidad dada o mínima de insumos, al mismo tiempo que produjeron la menor cantidad de emisiones de CO₂.

El modelo unificado DEA de la n -ésima DMU se exhibe a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b \\
 & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n PA_{ij} EMP_{ij} \lambda_j^g + d_i^{xg} = PA_{ik} EMP_{ik} (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n PP_{rj} G_{rj} \lambda_j^g - d_r^g = PP_{rk} G_{rk} (r = 1, \dots, s), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j^g = 1, \\
 & \sum_{j=1}^n PA_{ij} G_{ij} \lambda_j^b - d_i^{xb} = PA_{ik} G_{ik} (i = 1, \dots, m), \\
 & \sum_{j=1}^n CO2_{fj} \lambda_j^b + d_f^b = CO2_{fk} (f = 1, \dots, h), \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j^b = 1, \\
 & \lambda_j^g \geq 0 (j = 1, \dots, n), \lambda_j^b \geq 0 (j = 1, \dots, n), d_i^{xg} \geq 0 (i = 1, \dots, m), \\
 & d_i^{xb} \geq 0 (i = 1, \dots, m), d_r^g \geq 0 (r = 1, \dots, s), d_f^b \geq 0 (f = 1, \dots, h)
 \end{aligned}$$

El complemento del modelo queda de la siguiente manera.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^m V_i^g PA_{ik} EMP_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r PP_{rk} G_{rk} + \sigma^g - \sum_{i=1}^m V_i^b PA_{ik} EMP_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f CO2_{fk} + \sigma^b \\
 & \text{s. t.} \sum_{i=1}^m V_i^g PA_{ij} EMP_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r PP_{rj} G_{Rj} + \sigma^g \geq 0 (j = 1, \dots, n), \\
 & - \sum_{i=1}^m V_i^b PA_{ij} EMP_{ij} + \sum_{f=1}^h W_f CO2_{fj} \geq 0 (j = 1, \dots, n), \\
 & V_i^g \geq R_i^x (i = 1, \dots, m),
 \end{aligned}$$

$$U_r \geq R_r^g (r = 1, \dots, s),$$

$$\sigma^g: URS,$$

$$V_i^b \geq R_i^x (i = 1, \dots, m), W_r \geq R_f^b (f = 1, \dots, h), \sigma^b: URS,$$

8.3.2 Eficiencia unificada asignativa

Las DMUs muestran niveles eficientes unificados asignativos cuando la reducción de los costos contingentes no solo responden a la reducción de los costos de operación, y que aumenta la generación de ingresos y el margen de ganancias (Sueyosi y Goto, 2011). En consecuencia, empresas del sector *upstream* que muestran rendimiento unificado asignativo son aquellas que, en proporción a su generación de ingresos por petróleo y gas, con mayor margen de utilidad y con gastos de capital y operativos mínimos, incurrieron en la minimización de los gastos en primas de seguro.

El modelo unificado DEA de la n -ésima DMU se exhibe a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Max} \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xg} + \sum_{r=1}^s R_r^g d_r^g + \sum_{i=1}^m R_i^x d_i^{xb} + \sum_{f=1}^h R_f^b d_f^b \\ & \text{s. t.} \sum_{j=1}^n GO_{ij} K_{ij} \lambda_j^g + d_i^{xg} = GO_{ik} K_{ik} (i = 1, \dots, m), \\ & \sum_{j=1}^n IO_{rj} IG_{rj} U_{rj} \lambda_j^g - d_r^g = IP_{rk} IG_{rk} U_{rk} (r = 1, \dots, s), \\ & \sum_{j=1}^n \lambda_j^g = 1, \\ & \sum_{j=1}^n GO_{ij} K_{ij} \lambda_j^b - d_i^{xb} = IP_{ik} IG_{ik} U_{ik} (i = 1, \dots, m), \\ & \sum_{j=1}^n PS_{fj} \lambda_j^b + d_f^b = PS_{fk} (f = 1, \dots, h), \end{aligned}$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j^b = \mathbf{1},$$

$$\lambda_j^g \geq \mathbf{0} \ (j = 1, \dots, n), \lambda_j^b \geq \mathbf{0} \ (j = 1, \dots, n), d_i^{xg} \geq \mathbf{0} \ (i = 1, \dots, m),$$

$$d_i^{xb} \geq \mathbf{0} \ (i = 1, \dots, m), d_r^g \geq \mathbf{0} \ (r = 1, \dots, s), d_f^b \geq \mathbf{0} \ (f = 1, \dots, h)$$

El complemento del modelo queda de la siguiente manera.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^m v_i^g GO_{ik} K_{ik} - \sum_{r=1}^s U_r IP_{rk} IG_{rk} U_{rk} + \sigma^g - \sum_{i=1}^m v_i^b GO_{ik} K_{ik} + \sum_{f=1}^h W_f PS_{fk} + \sigma^b$$

$$\text{s. t.} \sum_{i=1}^m v_i^g GO_{ij} K_{ij} - \sum_{r=1}^s U_r IP_{rj} IG_{rj} U_{rj} + \sigma^g \geq \mathbf{0} \ (j = 1, \dots, n),$$

$$- \sum_{i=1}^m v_i^b GO_{ij} K_{ij} + \sum_{f=1}^h W_f PS_{fj} \geq \mathbf{0} \ (j = 1, \dots, n),$$

$$v_i^g \geq R_i^x \ (i = 1, \dots, m),$$

$$U_r \geq R_r^g \ (r = 1, \dots, s),$$

$$\sigma^g: \text{URS},$$

$$v_i^b \geq R_i^x \ (i = 1, \dots, m), W_r \geq R_f^b \ (f = 1, \dots, h), \sigma^b: \text{URS},$$

8.3.3 Eficiencia unificada económica

Como ya se mencionó, la eficiencia económica se da cuando se logran los resultados físicos y monetarios. Que sea unificada significa que también se reducen los costos contingentes y la generación de productos no deseados. Por lo tanto, las empresas del sector *upstream* que mostraron desempeño eficiente fueron aquellas que lograron la maximización de su producción de gas y de petróleo, el mantenimiento o menor uso proporcional de pozos petroleros de extracción y empleados; además, destacaron en la generación de ingresos y ganancias con gastos en capital y operativos proporcionalmente menores al resto, y son referentes al generar menos emisiones de CO₂ y pagan la menor la cantidad de primas de seguro.

8.4 Medición no radial de la eficiencia del sector *upstream* de la industria petrolera 2014

Durante 2014 la producción del sector *upstream* se destacó por el aumento en la producción de petróleo derivado de alza en los precios, pero también por la falta de regulaciones ambientales y número de eventos en los cuales la industria tuvo que incurrir en costos contingentes. Los resultados en general de dicho periodo exhiben, al igual que en modelo radial, que el mejor desempeño de las empresas fue en la obtención de recursos monetarios.

El mejor desempeño promedio del sector *upstream* es el aspecto asignativo técnico, donde se reúnen 11 DMUs eficientes, de las cuales 6 pertenecen a la OPEP, como estructura general este resultado revela que durante 2014 la gestión de las empresas por aumentar la producción de petróleo principalmente, siendo solo Oil & Natural Gas de India la que se destacara en producción de gas natural. Esto mientras no aumentaban o producían menor cantidad de emisiones de CO₂, es destacable señalar que aquellas empresas que tuvieron la mayor producción como Aramco y Petrochina aún al mostrar de los mayores indicadores de producción de emisiones, en comparación con la escala y proporción del resto de las unidades es significativamente menor que las otras unidades analizadas.

De manera general también fue la eficiencia ambiental en sus tres dimensiones la de mejor resultado. Un mayor número de empresas mostraron un desempeño eficiente también en la generación de ingresos manteniendo los pagos de primas al mínimo.

El desempeño unificado mostró los niveles más bajos, esto es consistente pues las empresas durante 2014 no tenían la misma presión por intentar reducir las emisiones de CO₂ y respecto a los ingresos récord la proporción que pagaban en primas de seguro eran significativamente bajas.

Tabla 17. Medición de niveles de eficiencia no radial del sector *upstream* de la industria petrolera 2014.

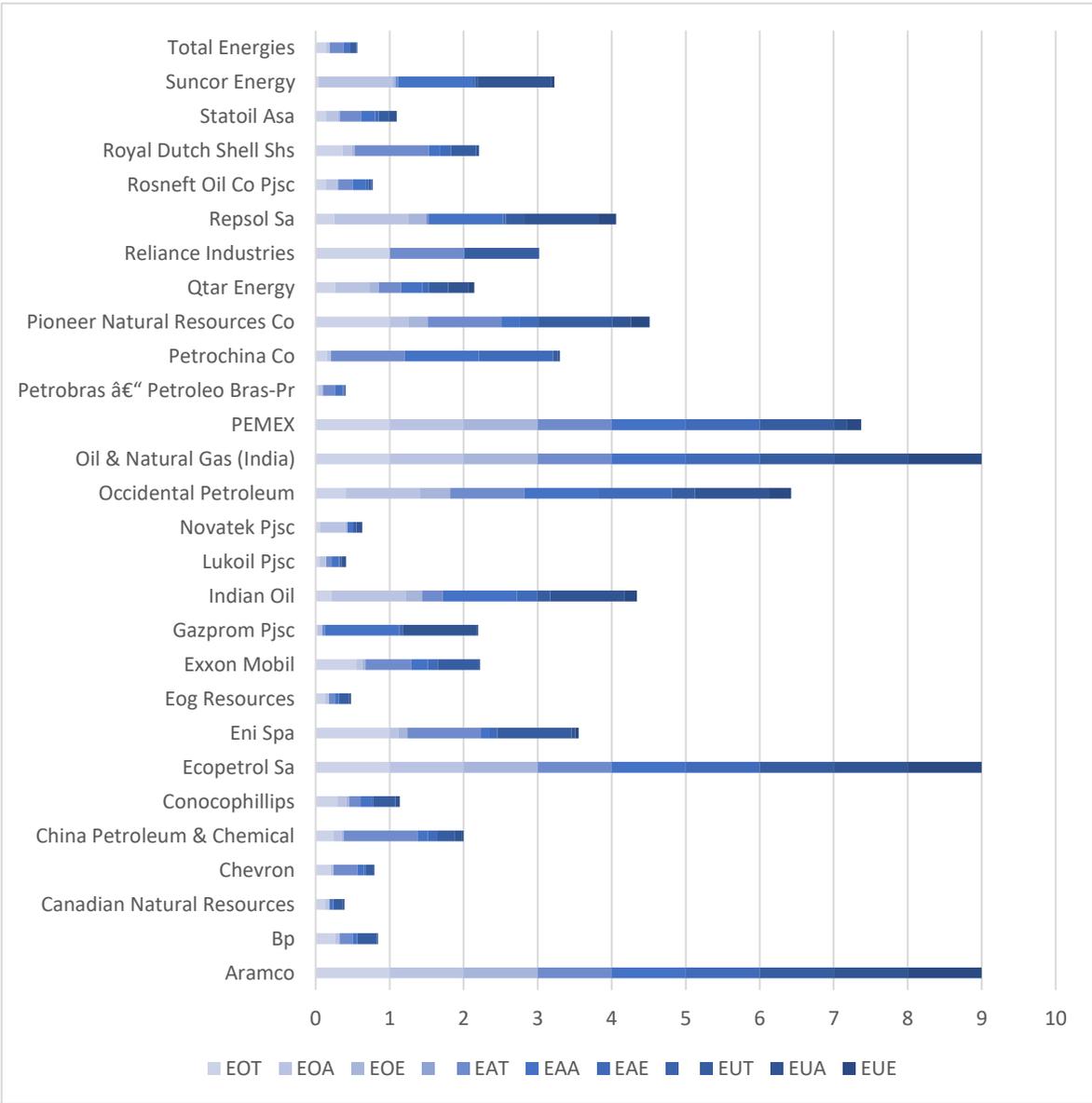
2014											
DMU	EOT	EOA	EOE		EAT	EAA	EAE		EUT	EUA	EUE
Aramco		1	1		1	1	1		1	1	1
Bp	0.266042103	0.044599917	0.011865456		0.174807864	0.057914561	0.010123921		0.261505683	0.01215407	0.00317836
Canadian Natural Resources	0.123592033	0.052160628	0.006446638		0.007989464	0.046035795	0.000367801		0.123592033	0.02813189	0.00347688
Chevron	0.197203456	0.035544052	0.00700941		0.323309429	0.087836039	0.02839822		0.105748035	0.00590518	0.00062446
China Petroleum & Chemical	0.240867282	0.112729172	0.027152769		1	0.131920454	0.131920454		0.23744643	0.09288557	0.02205535
Conocophillips	0.293847029	0.120829516	0.035505394		0.156848568	0.15016819	0.023553666		0.293847029	0.0476572	0.01400393
Ecopetrol Sa		1	1		1	1	1		1	1	1
Eni Spa		1	0.117640511	0.117640511	1	0.111153429	0.111153429		1	0.04833941	0.04833941
Eog Resources	0.130586894	0.043780862	0.005717207		0.07712157	0.056353221	0.004346049		0.130586894	0.02826193	0.00369064
Exxon Mobil	0.548067887	0.080378653	0.044052959		0.618884572	0.222506081	0.137705581		0.548067887	0.01493805	0.00818706
Gazprom Pjsc	0.022221367	0.066657405	0.001481219		0.032883719		1	0.032883719	0.018688124	1	0.01868812
Indian Oil	0.217848961		1	0.217848961	0.280438406		1	0.280438406	0.172529035	1	0.17252904
Lukoil Pjsc	0.055020492	0.083104649	0.004572459		0.076300641	0.09541325	0.007280092		0.027177763	0.05847548	0.00158923
Novatek Pjsc	0.057840849	0.347118665	0.020077638		0.007486383	0.075497526	0.000565203		0.043085813	0.07549753	0.00325287
Occidental Petroleum	0.407593732		1	0.407593732	1		1		0.305510194	1	0.30551019
Oil & Natural Gas (India)		1	1		1		1		1	1	1
PEMEX		1	1		1		1		1	0.18473723	0.18473723
Petrobras "Petroleo Bras-Pr	0.042704052	0.054520924	0.002328264		0.166693042	0.093659273	0.015612349		0.012730109	0.0142608	0.00018154
Petrochina Co	0.148486709	0.049260141	0.007314476		1		1		0.060434154	0.03317566	0.00200494
Pioneer Natural Resources Co		1	0.256170684	0.256170684	1	0.249739365	0.249739365		1	0.24973937	0.24973937
Qatar Energy	0.26073241	0.469158602	0.122324853		0.299862016	0.289386069	0.08677589		0.26073241	0.28231079	0.07360757
Reliance Industries		1	0.002735471	0.002735471	1	0.003584244	0.003584244		1	0.00358424	0.00358424
Repsol Sa	0.249639139		1	0.249639139	0.033557279		1	0.033557279	0.246911423	1	0.24691142
Rosneft Oil Co Pjsc	0.133039169	0.15309893	0.020368154		0.194025353	0.179862211	0.034897829		0.036416742	0.01569622	0.00057161
Royal Dutch Shell Shs	0.362689432	0.122643926	0.044481656		1	0.150396372	0.150396372		0.33659613	0.03067053	0.01032358
Statoil Asa	0.142418227	0.16024056	0.022821176		0.284377915	0.189768082	0.053965851		0.136900492	0.09398035	0.01286596
Suncor Energy	0.037374719		1	0.037374719	0.037271851		1	0.037271851	0.037374719	1	0.03737472
Total Energies	0.1428735	0.040531124	0.005790824		0.191122662	0.064539559	0.012334972		0.091268465	0.01067614	0.00097439
Promedio	0.395738909	0.371889443	0.20279692		0.498677883	0.437704776	0.265959734		0.374541056	0.33325277	0.15814293
EOT	Eficiencia Operativa Técnica			EAA	Eficiencia Ambiental Asignativa			EUT	Eficiencia Unificada Técnica		
EOA	Eficiencia Operativa Asignativa			EOE	Eficiencia Operativa Económica			EUA	Eficiencia Unificada Asignativa		
EAT	Eficiencia Ambiental Técnica			EAE	Eficiencia Ambiental Económica			EUE	Eficiencia Unificada Económica		

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes *et al.*, (1985), Charnes *et al.*, (1994) y Cooper *et al.*, (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Las empresas con mejor desempeño durante 2014 fueron Oil & Natural Gas, Ecopetrol y Aramco, las actividades de éstas se concentran dentro de los países miembros de la OPEP.

Gráfica 35. Medición de eficiencia DEA no radial 2014.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

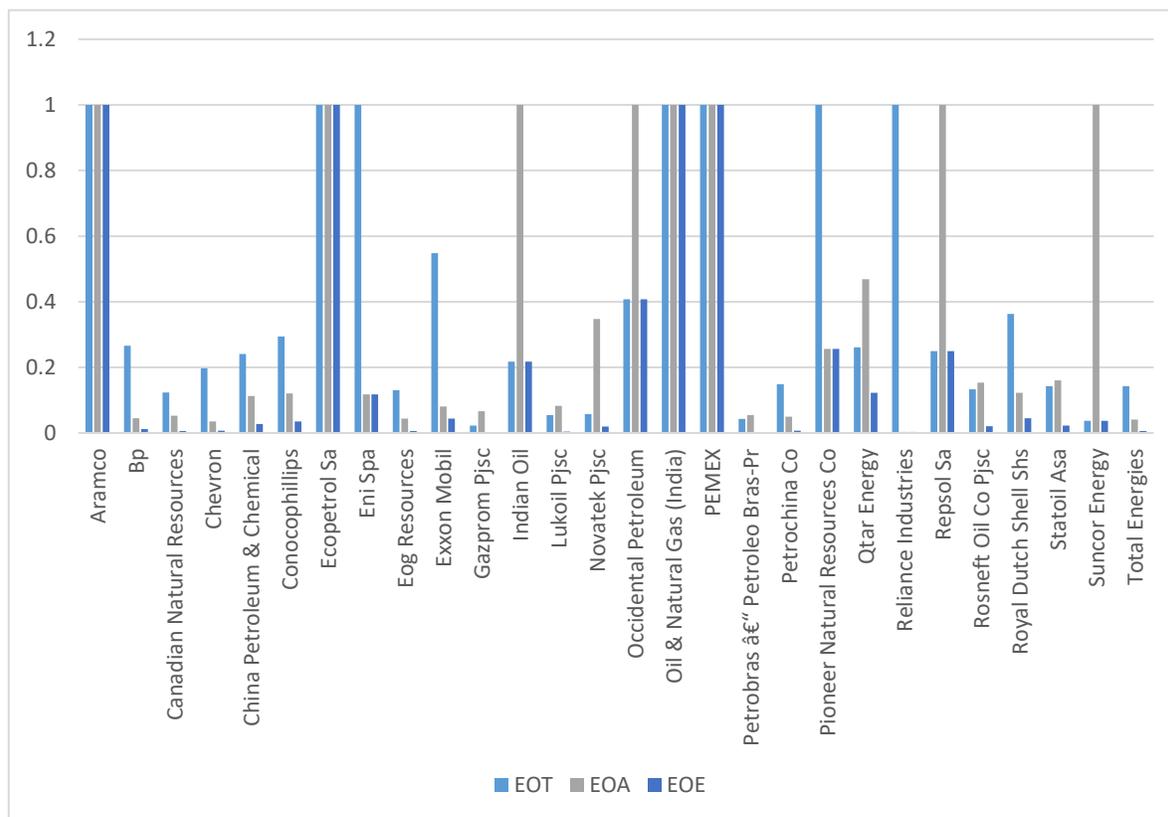
Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Las empresas que muestra la gráfica 35, fueron consistentemente las referentes para las tres mediciones de eficiencia mediante DEA RAW y en las tres dimensiones económicas. Se puede afirmar entonces que dichas empresas durante ese periodo lograron sus objetivos con mejor nivel tecnológico y controlaron mejor sus emisiones manteniendo altos niveles de producción dentro de la industria, por lo cual lograron un desempeño económico sustentable.

8.4.1 Eficiencia operativa del sector *upstream* de la industria petrolera 2014

En comparación con el modelo radial, los valores de los niveles de eficiencia se encuentran en la gran mayoría por debajo del 0.5, revelando que cuando se considera por separado la producción de los *bad outputs*, se exhibe que su reducción no está tan determinante como los esfuerzos de la administración (Sueyosi y Goto, 2011). Esta diferencia es consistente en los siguientes periodos analizados y revela que al inhibir el desarrollo de un vector en los modelos de DEA radial, se dificulta observar el valor de las decisiones administrativas de las DMUs y cómo éstas responden para lograr sus objetivos económicos y sustentables, esto se da cuando los modelos contemplan diferentes escalas y rendimientos de las DMUs.

Gráfica 36 Eficiencia operativa 2014.

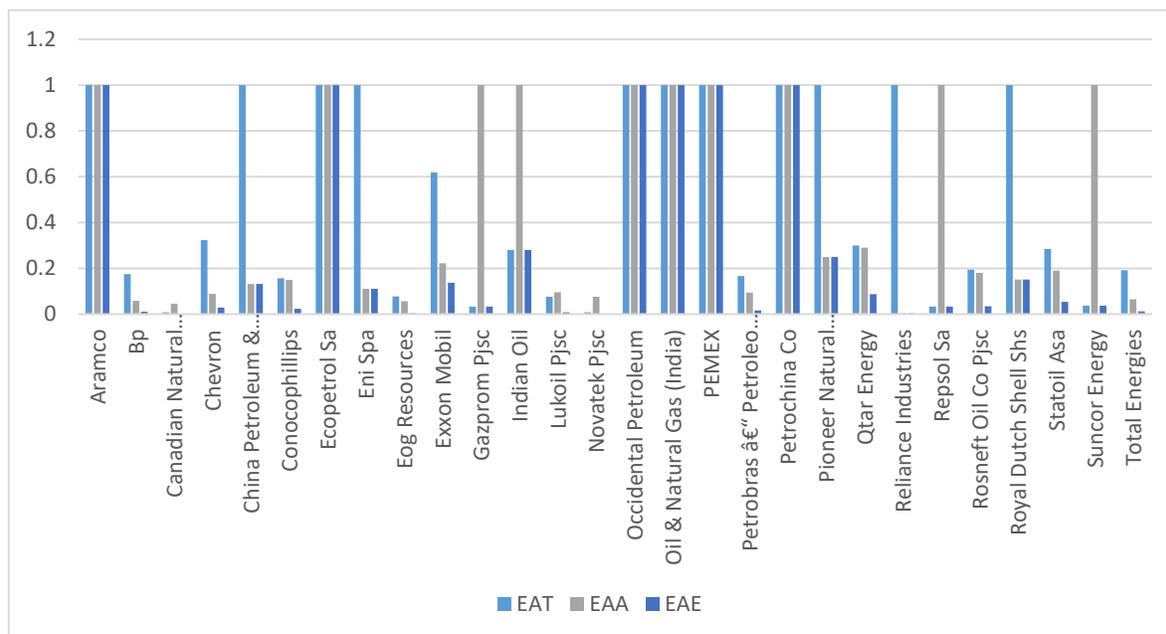


Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Las empresas con el mejor desempeño operativo técnico fueron Aramco, Ecopetrol, Oil & Natural Gas y PEMEX. Esta situación determina considerablemente que las empresas no logren un nivel operativo económico alto. Además, también influyen en que más empresas logren niveles eficientes en la obtención y empleo de recursos monetarios.

Gráfica 37. Eficiencia ambiental 2014.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

8.4.2 Eficiencia ambiental del sector *upstream* de la industria petrolera 2014

Como se mencionó anteriormente el rendimiento ambiental del 2014 fue el mejor de las DMUs, Sin embargo, también mostró niveles muy bajos en su dimensión asignativa donde catorce de las empresas tienen niveles de eficiencia inferiores a 0.2, lo cual condicionó la obtención de un buen rendimiento económico. Esta situación muestra un contraste relevante entre las empresas que pertenecían a la OPEP, de las cuales siete fueron eficientes de forma asignativa, mientras que las empresas que no forman parte de los miembros obtuvieron calificaciones considerablemente inferiores.

Las empresas durante el 2014 limitaron su rendimiento ambiental económico al no poder reducir su gasto en primas de seguro cuando la producción y los ingresos se obtenían de manera eficiente.

Las emisiones de CO₂ son las más altas de los tres periodos, si bien las empresas obtuvieron los mejores resultados en su aspecto técnico no refleja que el sector *upstream* estuviera controlando las emisiones, muestra en cambio que las empresas referentes durante ese periodo también producían cantidades proporcionalmente similares en las diferentes escalas de la producción y con los insumos que emplearon.

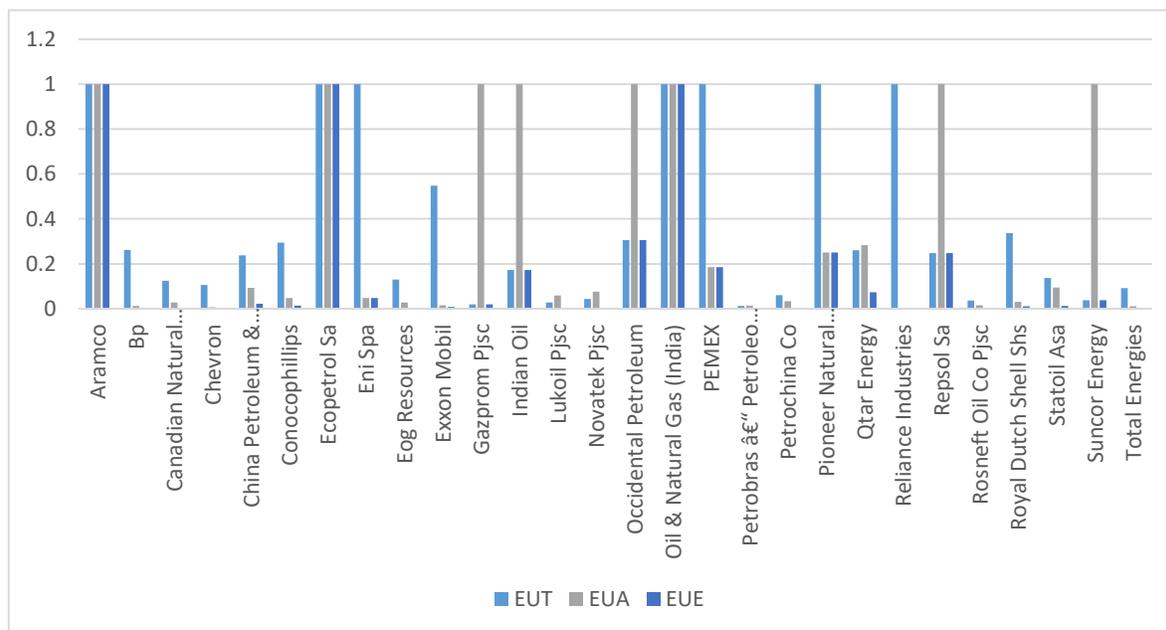
Adicional a esto en este periodo también se mostró un alto gasto en capital y en gastos operativos por lo que el rendimiento económico estuvo determinado en gran parte por las ganancias cuando las empresas no presentaban proporciones altas de gastos.

8.4.3 Eficiencia unificada del sector *upstream* de la industria petrolera 2014

La eficiencia unificada muestra solo tres empresas eficientes en las tres dimensiones, en este caso, solo tres empresas lograron ser referentes eficientes en las tres dimensiones. Siete DMUs lograron eficiencia unificada técnica, ocho tuvieron valor unitario en eficiencia unificada asignativa.

Lo que revela las decisiones sobre producción y uso de insumos físicos que mantuviera niveles inferiores de emisiones de CO₂ y pago de primas de seguro. Destaca en el caso de la eficiencia unificada económica que trece DMUs están por debajo de 25% en todas sus dimensiones y ninguna de estas empresas pertenece a la OPEP.

Gráfica 38. Eficiencia unificada 2014.



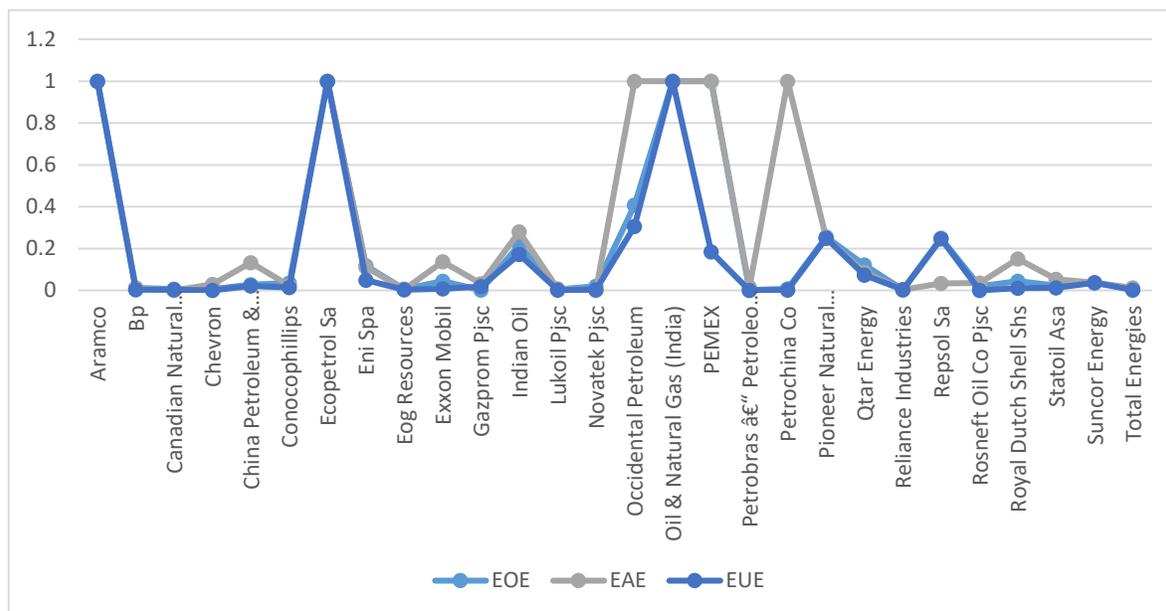
Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

9.4.4 Eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera 2014

La grafica 39 muestra de manera consistente que la mayoría de las unidades analizadas determinaron su eficiencia económica por el rendimiento operativo. Mientras que no fue así para aquellas que tuvieron un rendimiento ambiental económico, esto quiere decir que, aún cuando lograron reducir la producción de emisiones y el pago de primas, esto no impactó en la producción y la combinación de insumos.

Gráfica 39. Eficiencia unificada 2014.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes el al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

En cambio, las unidades eficientes de manera unificada y económica si lograron ambos objetivos, por lo que tuvieron un desempeño más sustentable que el resto, desde 2014 las empresas que ya lograron dicho desempeño tienen condiciones que pueden facilitar el mantener este desempeño en los siguientes periodos.

8.5 Medición no radial de la eficiencia del sector *upstream* de la industria petrolera 2018

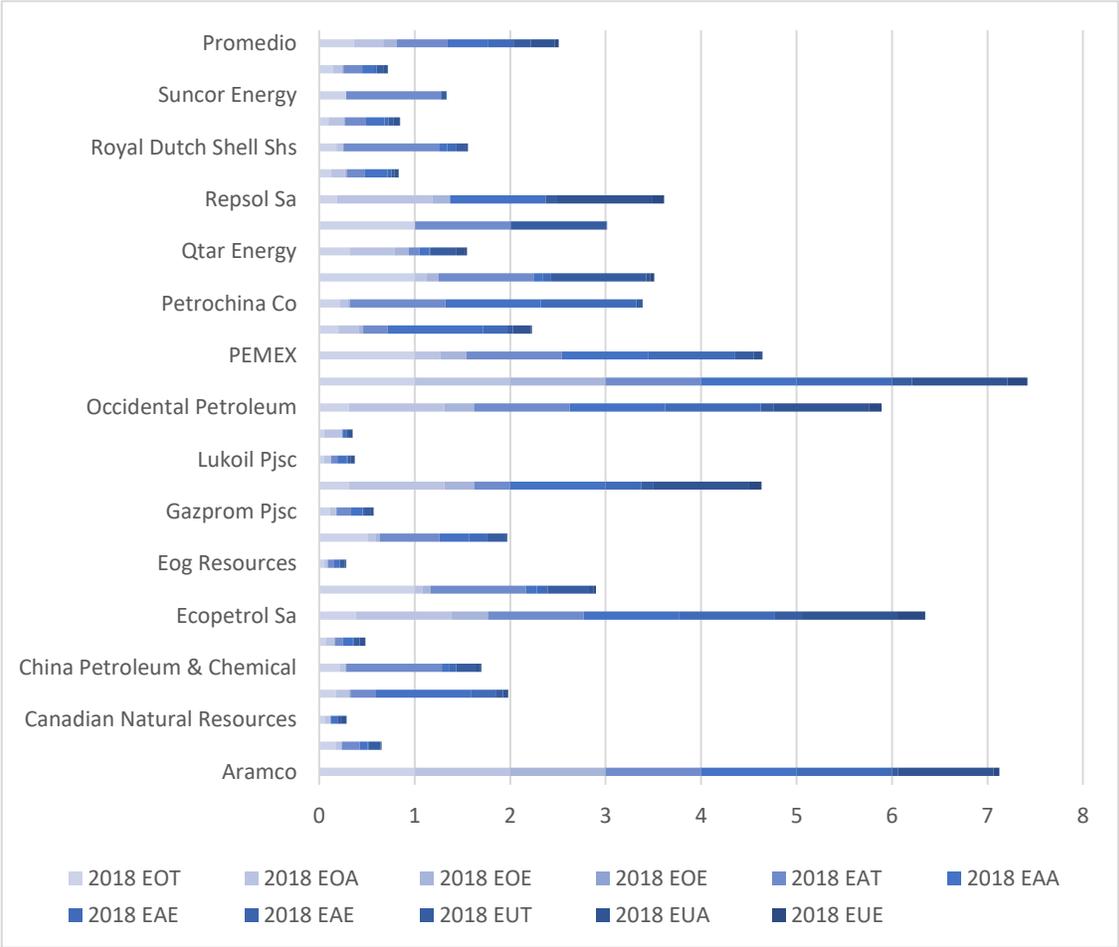
Los cambios en las mediciones de eficiencia no radiales durante 2018 respecto al 2014, mostraron reducción en los niveles de eficiencia operativa, se muestra un aumento en las dimensiones técnicas y económicas de la eficiencia ambiental y una reducción de todos los niveles de eficiencia unificada.

La baja en los precios durante 2018 tuvo un impacto general en los niveles asignativos, la reducción en la producción tuvo como efecto que los valores técnicos también mostraran

reducción en sus niveles, sin embargo, la reducción de la producción física fue mucho mayor a la reducción proporcional de los ingresos.

En 2018 se redujo de manera natural la producción de emisiones de CO₂ debido a la reducción de los pozos operativos y a la reducción en los gastos de capital y gastos operativos, sin embargo, la mayoría de las empresas redujeron menos la cantidad de empleados.

Gráfica 40. Medición de eficiencia DEA no radial 2018



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Si bien los resultados del modelo DEA RAM son consistentes con el modelo DEA radial, la reducción de la eficiencia unificada deja en claro que los niveles se vieron determinados por las decisiones administrativas de las DMUs, ante la reducción natural de los *inputs*, tanto físicos como materiales, ante la reducción generalizada de la producción, y no por el cambio en la configuración tecnológica de las empresas y la administración de los costos de capital, los costos operativos y de las primas de seguros.

8.5.1 Eficiencia operativa del sector *upstream* de la industria petrolera 2018

Los niveles operativos del 2018 muestran que solo Aramco y Oil & Natural Gas lograron niveles operativos eficientes en las tres dimensiones respecto al 2014, pero de nuevo siendo referentes de empresas que operan dentro de la OPEP, es relevante mencionar la diferencia entre estas dos empresas. Aramco es referente como empresa enfocada en la producción de petróleo mientras que Oil & Natural Gas se destaca por ser de las empresas que producen principalmente Gas.

Esta condición revela entonces que si bien Aramco redujo poco el uso de pozos petroleros y de mano de obra, sí mantuvo reducidos sus gastos en capital y operativos (menos de la mitad comparado con el gasto de Petro China), mientras que Oil & Natural Gas se destacó por la reducción de mano de obra, pero más por mantener a la alza su producción de gas y la mayor reducción de emisiones de CO₂ que el resto de las empresas evaluadas.

Tabla 18. Medición de niveles de eficiencia no radial del sector *upstream* de la industria petrolera 2018.

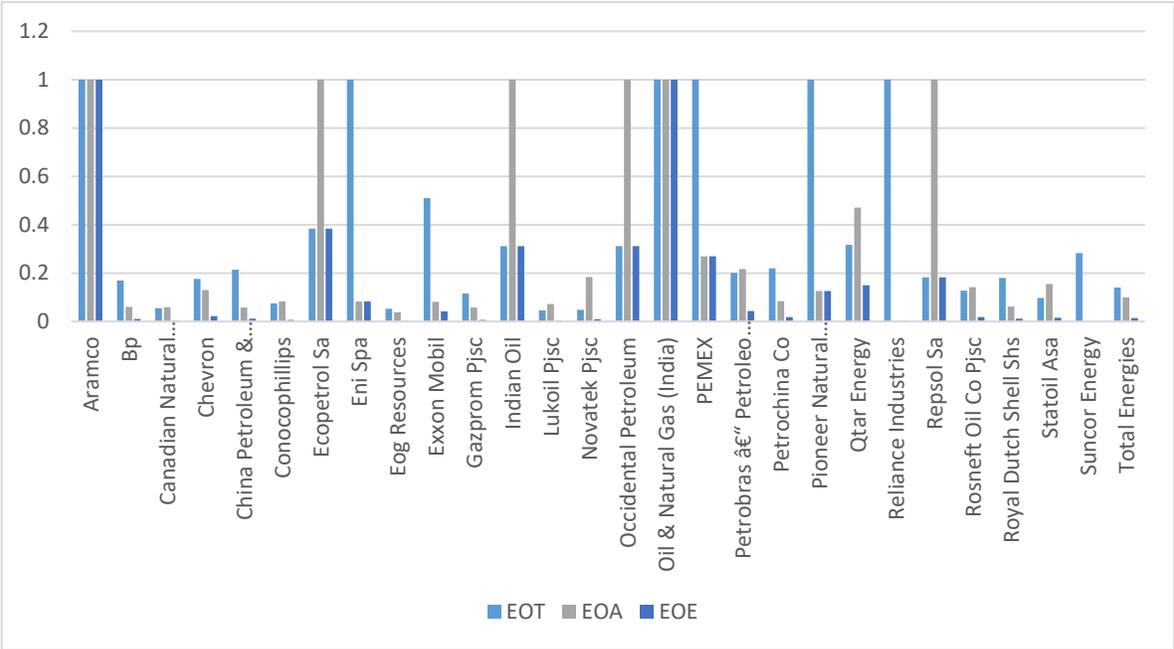
2018											
DMU	EOT	EOA	EOE	EAT	EAA	EAE	EUT	EUA	EUE		
Aramco	1	1	1	1	1	1	0.06324266	1	0.06324266		
Bp	0.169432947	0.060134145	0.010188705	0.184233865	0.081865706	0.015082435	0.11895139	0.01159049	0.00137871		
Canadian Natural Resources	0.055227227	0.058626219	0.003237764	0.006821753	0.072292442	0.000493161	0.041971519	0.0464029	0.0019476		
Chevron	0.175956815	0.129570995	0.0227989	0.258989668	1	0.258989668	0.078055819	0.05337114	0.00416593		
China Petroleum & Chemical	0.21419682	0.057196846	0.012251383	1	0.075400216	0.075400216	0.204356811	0.04775048	0.00975814		
Conocophillips	0.074894172	0.08228396	0.006162589	0.082195979	0.107715372	0.00885377	0.060902509	0.05716938	0.00348176		
Ecopetrol Sa	0.383536756	1	0.383536756	1	1	1	0.291120494	1	0.29112049		
Eni Spa	1	0.082045724	0.082045724	1	0.114443259	0.114443259	0.431030636	0.05239104	0.02258214		
Eog Resources	0.052206425	0.037488985	0.001957166	0.066283364	0.05307233	0.003517813	0.048275194	0.01876743	0.000906		
Exxon Mobil	0.510979623	0.081763792	0.041779632	0.623613563	0.310220522	0.193457725	0.188914419	0.01856319	0.00350685		
Gazprom Pjsc	0.115011513	0.057686702	0.006634635	0.155352867	0.117760847	0.018294485	0.064280763	0.03041154	0.00195488		
Indian Oil	0.31132385	1	0.31132385	0.374776751	1	0.374776751	0.130764912	1	0.13076491		
Lukoil Pjsc	0.046351577	0.07208879	0.003341429	0.067552607	0.100342876	0.006778423	0.028987982	0.04537403	0.0013153		
Novatek Pjsc	0.048652478	0.183940728	0.008949172	0.010002611	0.03478868	0.000347978	0.026595457	0.03478868	0.00092522		
Occidental Petroleum	0.311214005	1	0.311214005	1	1	1	0.134492744	1	0.13449274		
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1	1	1	1	0.208832118	1	0.20883212		
PEMEX	1	0.270151338	0.270151338	1	0.908558212	0.908558212	0.194964402	0.07658246	0.01493085		
Petrobras â€“ Petroleo Bras-Pr	0.201527312	0.216532934	0.0436373	0.255253318	1	0.255253318	0.055674398	0.19010186	0.01058381		
Petrochina Co	0.219040706	0.08392028	0.018381957	1	1	1	0.06399077	0.00022356	1.4306E-05		
Pioneer Natural Resources Co	1	0.125718548	0.125718548	1	0.087869288	0.087869288	1	0.04106872	0.04106872		
Qatar Energy	0.316738869	0.471468618	0.149332437	0.113192672	0.098636659	0.011164947	0.268978929	0.09375959	0.02521935		
Reliance Industries	1	0.001762972	0.001762972	1	0.00232484	0.00232484	1	0.00232484	0.00232484		
Repsol Sa	0.183149012	1	0.183149012	0.003199008	1	0.003199008	0.120333609	1	0.12033361		
Rosneft Oil Co Pjsc	0.127852954	0.141547428	0.018097257	0.184961675	0.240469277	0.0444776	0.034234927	0.03849499	0.00131787		
Royal Dutch Shell Shs	0.18051387	0.062077987	0.011205938	1	0.088106838	0.088106838	0.106029751	0.0193601	0.00205275		
Statoil Asa	0.097150476	0.155454865	0.015102514	0.222481288	0.19474127	0.043326289	0.053562465	0.06202137	0.00332202		
Suncor Energy	0.282202887	4.59688E-05	1.29725E-05	1	6.12814E-05	6.12814E-05	0.049425539	5.0733E-05	2.5075E-06		
Total Energies	0.140382524	0.100421772	0.014097462	0.194967306	0.124815689	0.024334979	0.076874474	0.04183547	0.00321608		
Promedio	0.364912244	0.304711771	0.144859693	0.528709939	0.4219102	0.26925401	0.183744453	0.24937157	0.03945579		
EOT	Eficiencia Operativa Técnica			EAA	Eficiencia Ambiental Asignativa			EUT	Eficiencia Unificada Técnica		
EOA	Eficiencia Operativa Asignativa			EOE	Eficiencia Operativa Económica			EUA	Eficiencia Unificada Asignativa		
EAT	Eficiencia Ambiental Técnica			EAE	Eficiencia Ambiental Económica			EUE	Eficiencia Unificada Económica		

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

El rendimiento operativo económico se redujo en promedio 6%. Dicha reducción muestra que las empresas redujeron su producción, pero no el uso de sus insumos de capital y trabajo, además los costos no se redujeron en la misma proporción que los ingresos y las ganancias.

Gráfica 41. Eficiencia operativa 2018.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

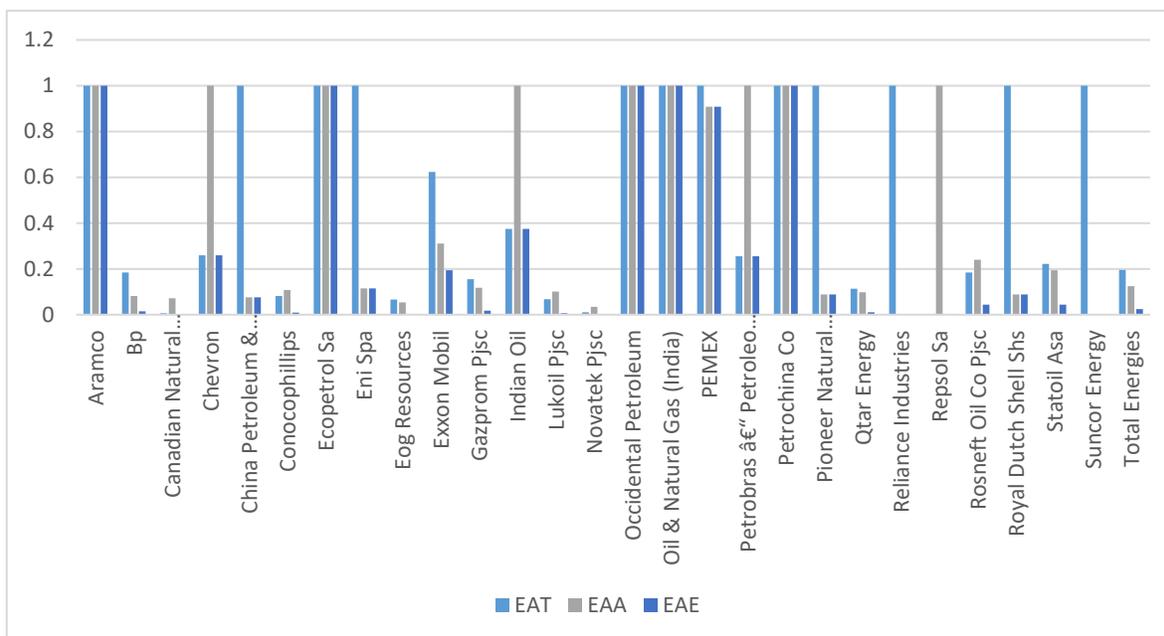
La gráfica 41 deja ver que durante 2018 la gran mayoría de las empresas tuvieron un pobre desempeño operativo, y que el desempeño técnico tuvo un mayor impacto para determinar las empresas que lograron niveles de eficiencia operativa económica, de nuevo por la reducción de los ingresos y tratar de mantener los niveles de producción.

8.5.2 Eficiencia ambiental del sector *upstream* de la industria petrolera 2018

La eficiencia ambiental de 2018 se vio determinada principalmente de nuevo por el aspecto técnico, por lo tanto, las DMUs lograron producir menor cantidad de emisiones, pero no tuvieron el mismo éxito para reducir el impacto en la ganancia del pago de primas de seguro

esto adicional a tener costos altos para mantener la extracción petrolera a pesar de que los precios redujeran el margen de ganancia.

Gráfica 42. Eficiencia ambiental 2018.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes el al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Cinco empresas lograron un desempeño ambiental eficiente en todas las dimensiones, en este caso, solo Aramco, es una empresa que trabaja dentro de la OPEP. Destaca el caso también de Petrochina, que en el modelo radial nunca mostró un nivel eficiente, en este modelo si mostró una mejora en sus niveles de eficiencias técnicas y asignativas, pero cuando se incorporaron las emisiones de CO₂ y las primas de seguro, su rendimiento se redujo considerablemente. Lo que explica este resultado es que en este año, Petrochina si logró mantener una producción elevada en comparación al resto de las empresas, y aun cuando sus costos fueron altos logró que la producción de emisiones y el pago de primas de seguro se mantuvieran bajas en proporción a su nivel de producción.

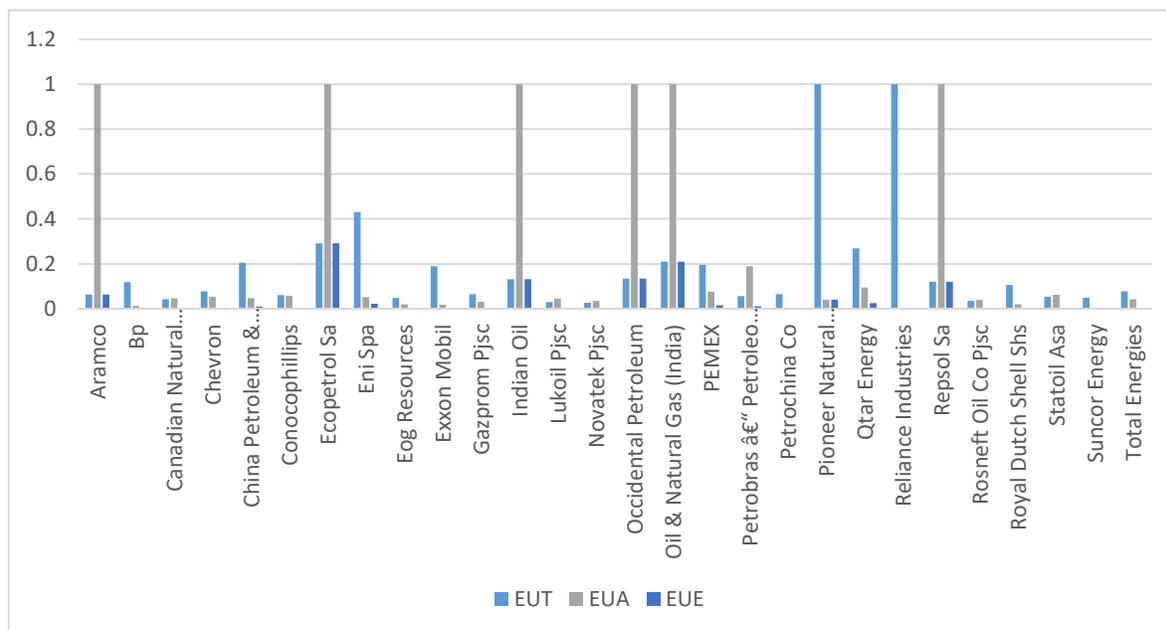
El nivel de eficiencia ambiental económica de 2018 se mantuvo muy similar al nivel mostrado durante 2014 y solo se redujo en una empresa la cantidad de unidades eficientes, siendo ésta PEMEX (que obtuvo una calificación de 90.85%, fue la segunda mayor en comparación con el resto).

8.5.3 Eficiencia unificada del sector *upstream* de la industria petrolera 2018

Los niveles de eficiencia unificada de 2018 se redujeron significativamente respecto a 2014, los niveles técnicos se redujeron 0.19 prácticamente a la mitad. El nivel asignativo se redujo 0.9 puntos lo que representó una caída del 27% y el nivel económico en 0.11 en un 75%. Este año fue cuando el sector *upstream* se alejó más de su rendimiento sustentable.

El resultado que revela la tabla 18 estuvo condicionado por el aspecto técnico de la eficiencia unificada, la producción fue reducida y el empleo de insumos fue alto sin lograr que las emisiones se redujeran. El nivel asignativo promedio también es bajo (24.93), entonces se deduce que los elevados costos y la reducción del margen de ganancias afectaron considerablemente y no permitió reducir los eventos que generaran el pago de primas.

Gráfica 43. Eficiencia unificada 2018.



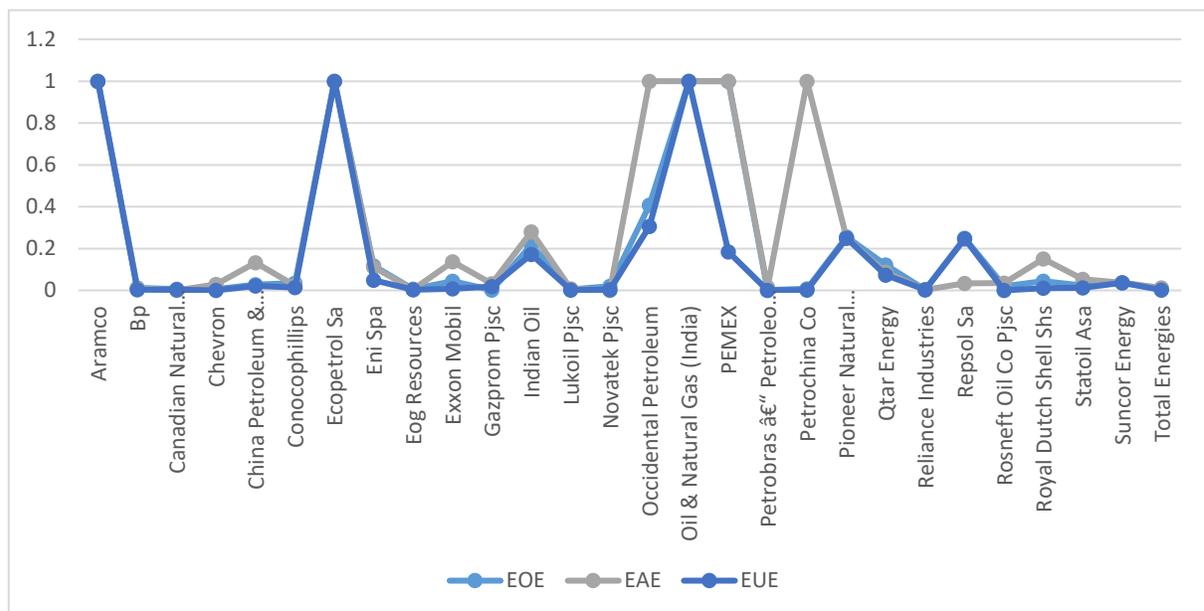
Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

8.5.4 Eficiencia económica sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera 2018

El desempeño sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera del 2018 fue el menor de todos, ya que la mayoría de los países mantuvieron una producción en ingresos petroleros más estables, pero fallaron en la gestión para reducir las emisiones de CO₂.

Gráfica 44. Rendimiento económico 2018.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes el al., (1994) y Cooper et al., (1999).

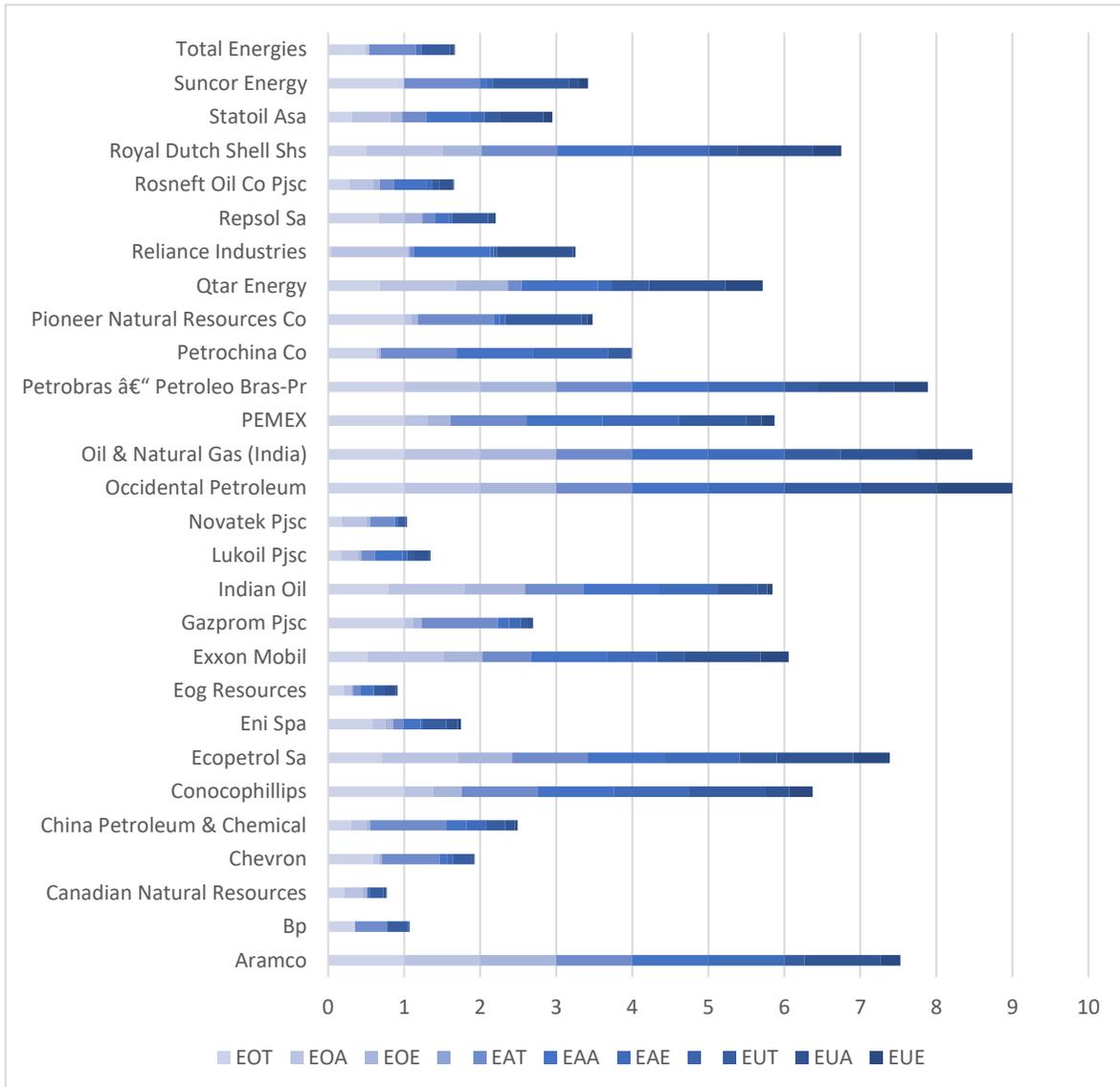
Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

8.6 Medición no radial de la eficiencia del sector *upstream* de la industria petrolera 2022

La medición de la eficiencia mediante DEA RAM fue consistente en la tendencia a la alza respecto a los valores de 2018 y también que fue el año con el mejor resultado de los periodos analizados. El mayor incremento se dio en el promedio de la eficiencia unificada económica, bajo el supuesto que se propone en la presente investigación, es el periodo de mejor rendimiento económico y sustentable, tanto los aspectos técnicos como asignativos mostraron mejora en la medición operativa, ambiental y unificada.

También durante 2022 se pueden enumerar el mayor número de unidades de tomas de decisiones que lograron valores unitarios; cuatro en los niveles operativos económicos (dos miembros de la OPEP), nueve en los niveles ambientales económicos (tres miembros de la OPEP), y uno de la eficiencia unificada económica siendo Occidental Petroleum, la única con rendimientos económicos y sustentables de todos los periodos analizados.

Gráfica 45. Medición de Eficiencia DEA no radial 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Tabla 19. Medición de niveles de eficiencia no radial del sector *upstream* de la industria petrolera 2022.

2022											
DMU	EOT	EOA	EOE		EAT	EAA	EAE		EUT	EUA	EUE
Aramco	1	1	1		1	1	1		0.264461608	1	0.26446161
Bp	0.338333709	0.011163218	0.003776893		0.404817003	0.015133141	0.006126153		0.274831072	0.01462995	0.00402076
Canadian Natural Resources	0.211691697	0.243669348	0.051582778		0.007233247	0.039900982	0.000288614		0.173517255	0.03680444	0.00638621
Chevron	0.589073823	0.074888932	0.044115109		0.758021742	0.096755461	0.073342743		0.249918132	0.03288759	0.00821921
China Petroleum & Chemical	0.30229623	0.195501105	0.059099247		1	0.258537701	0.258537701		0.257271343	0.12643061	0.03252697
Conocophillips	1	0.377114106	0.377114106		1	1	1		1	0.30925891	0.30925891
Ecopetrol Sa	0.707911227	1	0.707911227		1	1	1		0.48488858	1	0.48488858
Eni Spa	0.584659731	0.167638234	0.098011325		0.137905542	0.225730332	0.031129464		0.309690836	0.14660633	0.04540264
Eog Resources	0.20382552	0.099873632	0.020356795		0.108354953	0.150821077	0.016342211		0.144054551	0.14617124	0.02105663
Exxon Mobil	0.513469413	1	0.513469413		0.64677755	1	0.64677755		0.36862141	1	0.36862141
Gazprom Pjsc	1	0.116152735	0.116152735		1	0.146861125	0.146861125		0.097313104	0.06614742	0.00643701
Indian Oil	0.793122979	1	0.793122979		0.765781627	1	0.765781627		0.529891502	0.12736259	0.06748835
Lukoil Pjsc	0.169637054	0.226800132	0.038473706		0.179025897	0.36236373	0.064872492		0.089675193	0.19535437	0.01751844
Novatek Pjsc	0.176549264	0.32257361	0.056950133		0.31939771	0.032807662	0.010478692		0.093870195	0.02087614	0.00195965
Occidental Petroleum	1	1	1		1	1	1		1	1	1
Oil & Natural Gas (India)	1	1	1		1	1	1		0.737445527	1	0.73744553
PEMEX	1	0.305546291	0.305546291		1	1	1		0.892294518	0.19568108	0.17460516
Petrobras " Petroleo Bras-Pr	1	1	1		1	1	1		0.444417259	1	0.44441726
Petrochina Co	0.625129028	0.038218955	0.023891778		1	1	1		0.291267227	0.0114865	0.00334564
Pioneer Natural Resources Co	1	0.091235138	0.091235138		1	0.074825058	0.074825058		1	0.07272132	0.07272132
Qatar Energy	0.681064014	1	0.681064014		0.182691331	1	0.182691331		0.49423384	1	0.49423384
Reliance Industries	0.035828375	1	0.035828375		0.054521236	1	0.054521236		0.035828375	1	0.03582838
Repsol Sa	0.667470487	0.342292203	0.228469943		0.169707221	0.184753925	0.031354075		0.480428001	0.06545467	0.03144625
Rosneft Oil Co Pjsc	0.273616249	0.319785497	0.087498508		0.186621867	0.41658078	0.077743083		0.101486568	0.17444525	0.01770385
Royal Dutch Shell Shs	0.506717069	1	0.506717069		1	1	1		0.368828147	1	0.36882815
Statoil Asa	0.314319629	0.499789685	0.157093708		0.317410961	0.582146616	0.184779717		0.204685026	0.57336126	0.11735846
Suncor Energy	1	5.05314E-05	5.05314E-05		1	0.081737249	0.081737249		1	0.12674077	0.12674077
Total Energies	0.488400062	0.034062037	0.016635901		0.612565182	0.04474304	0.027408028		0.380144774	0.0440257	0.01673614
Promedio	0.613682699	0.480941264	0.321934561		0.637529752	0.561203496	0.419128505		0.420323716	0.41023022	0.18855918
EOT	Eficiencia Operativa Técnica			EAA	Eficiencia Ambiental Asignativa			EUT	Eficiencia Unificada Técnica		
EOA	Eficiencia Operativa Asignativa			EOE	Eficiencia Operativa Económica			EUA	Eficiencia Unificada Asignativa		
EAT	Eficiencia Ambiental Técnica			EAE	Eficiencia Ambiental Económica			EUE	Eficiencia Unificada Económica		

Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

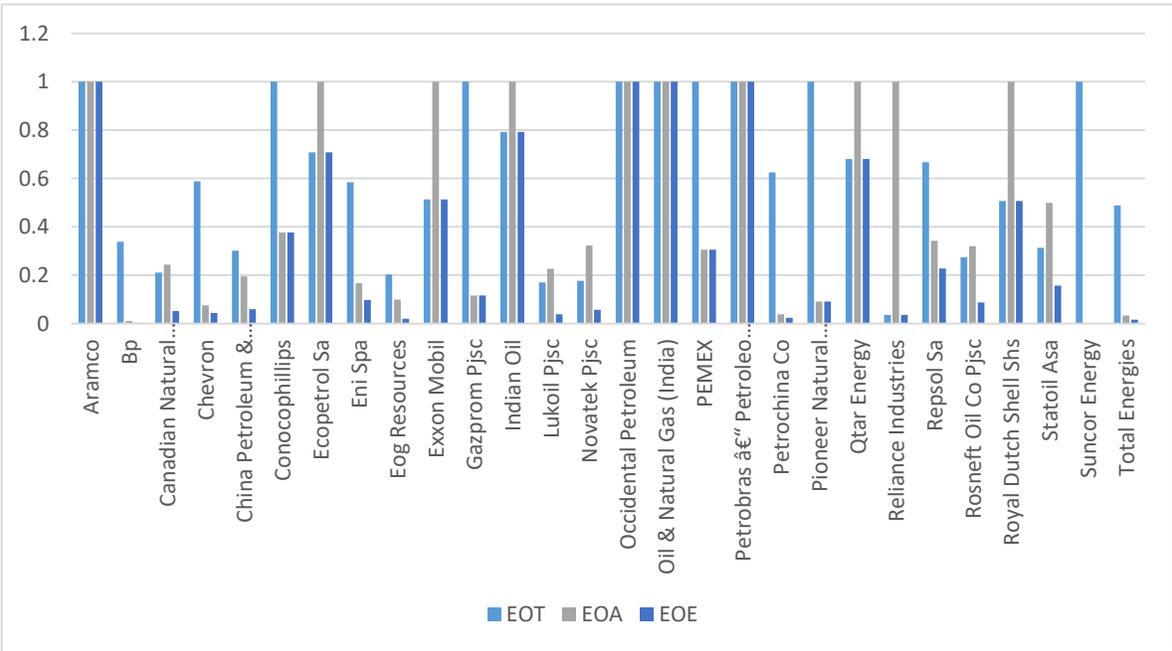
Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

En este aspecto, Oil & Natural Gas, Petrobras, Ecopetrol y Aramco son las siguientes empresas con mejor desempeño, antes solo PEMEX había mostrado niveles altos de las empresas que operan en América, pero en 2022 dos empresas americanas se destacaron.

8.6.1 Eficiencia operativas del sector *upstream* de la industria petrolera 2022

La eficiencia operativa estuvo determinada en mayor parte por el rendimiento técnico. Las empresas en este periodo lograron mejorar el empleo de los pozos petroleros con una cantidad de empleados más adecuada para los niveles de producción de gas y petróleo, y se debe destacar que los datos durante este periodo también mostraron un aumento en la producción de gas y una reducción en la cantidad de pozos de extracción activos.

Gráfica 46. Eficiencia operativa 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: Dear Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

Adicionalmente, se dio un aumento en la eficiencia operativa asignativa, donde las empresas respondieron empleado mejor sus gastos de capital y gastos operativos. Se aumentaron los

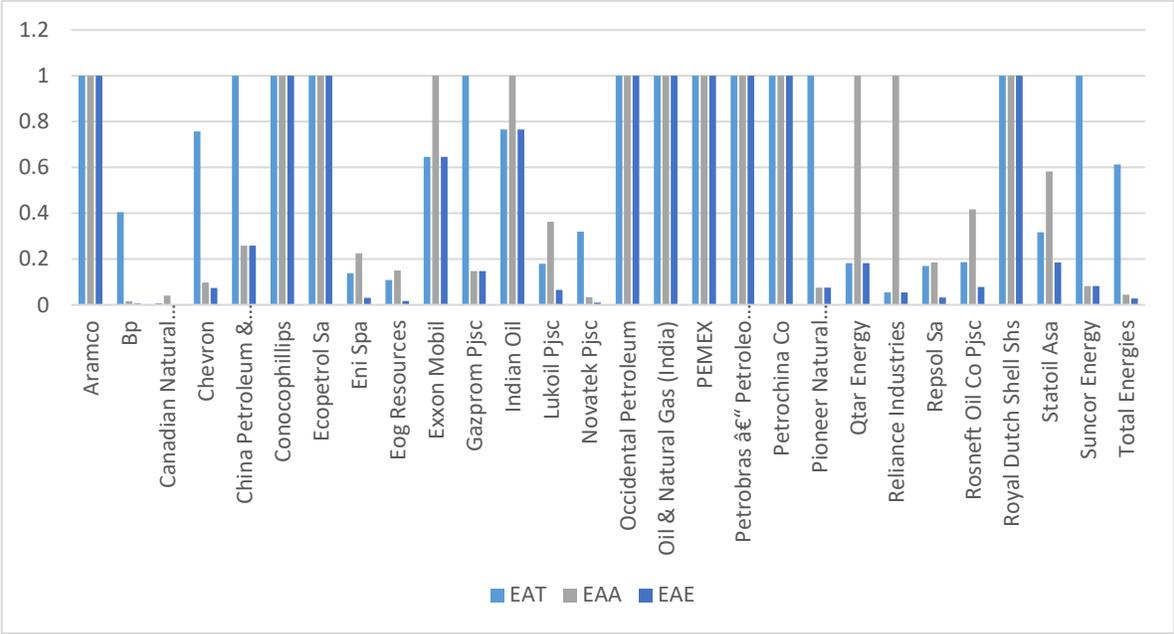
ingresos por petróleo y ganaron importancia los ingresos derivados del gas. Adicionalmente, se recuperaron los precios de las mezclas de petróleo y gas lo cual aumentó el margen y la acumulación de ganancias de las empresas.

El conjunto de estas situaciones dio como resultado una mejora en los niveles de eficiencia operativa económica, éstos aumentaron 0.18 puntos lo que representó un incremento del 128% respecto al 2018.

8.6.2 Eficiencia ambiental del sector *upstream* de la industria petrolera 2022

La mayor frecuencia de rendimientos eficientes se dio durante 2022 en particular en la eficiencia ambiental, esto significa que durante este periodo la generación de emisiones de CO₂ y el pago de primas se lograron reducir, ante un aumento de la producción de gas y petróleo y el aumento de los ingresos y las ganancias.

Gráfica 47. Eficiencia ambiental 2022.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: Dear Charnes et al., (1985), Charnes el al., (1994) y Cooper et al., (1999).

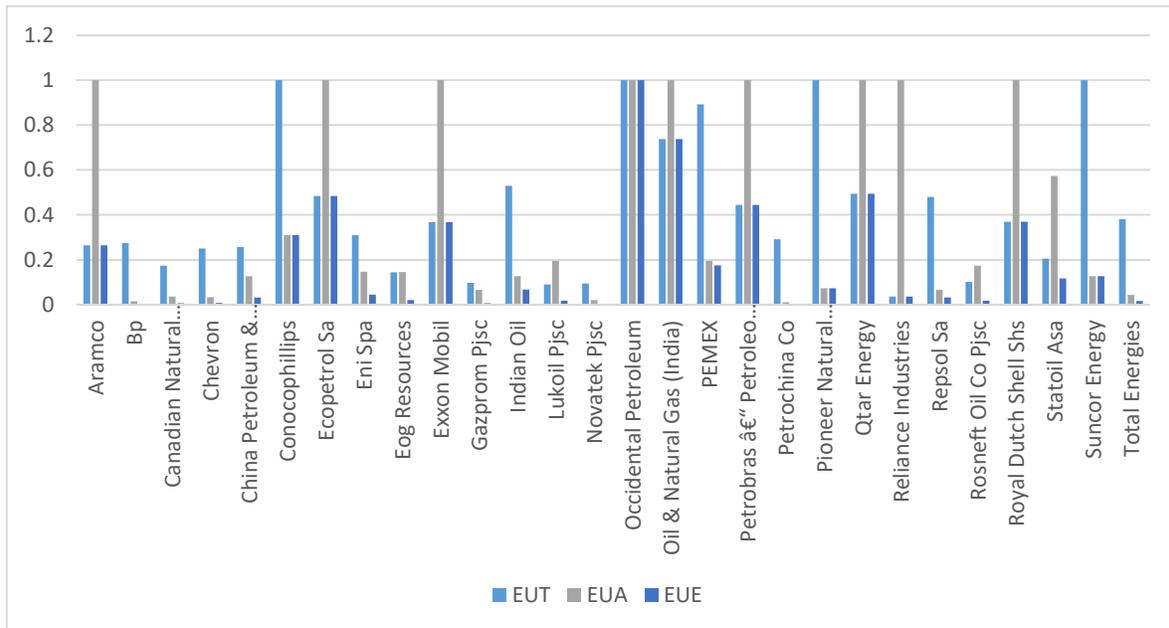
Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

La eficiencia ambiental técnica determinó el rendimiento económico en mayor proporción con una calificación promedio de 0.6375, pero el rendimiento asignativo aumentó más respecto al 2014 en un 98%, mientras que el técnico aumentó en solo 20%. Por lo tanto, se puede afirmar que el impacto de las primas de seguros fue menor ante el aumento de los ingresos.

8.6.3 Eficiencia unificada del sector *upstream* de la industria petrolera 2022

En consecuencia del aumento operativo y ambiental de los niveles de eficiencia, y más significativamente en los niveles asignativos, las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera, en su mayoría subieron su evaluación, pero sólo Occidental Petroleum logró un rendimiento unificado económico eficiente. Sin embargo, los incrementos consistentes en los niveles técnicos, asignativos y económicos, donde el aumento de la producción está acompañado de la reducción de emisiones y primas de seguro, revelan que el sector *upstream* está mejorando su rendimiento sustentable.

Gráfica 48. Eficiencia unificada 2022.



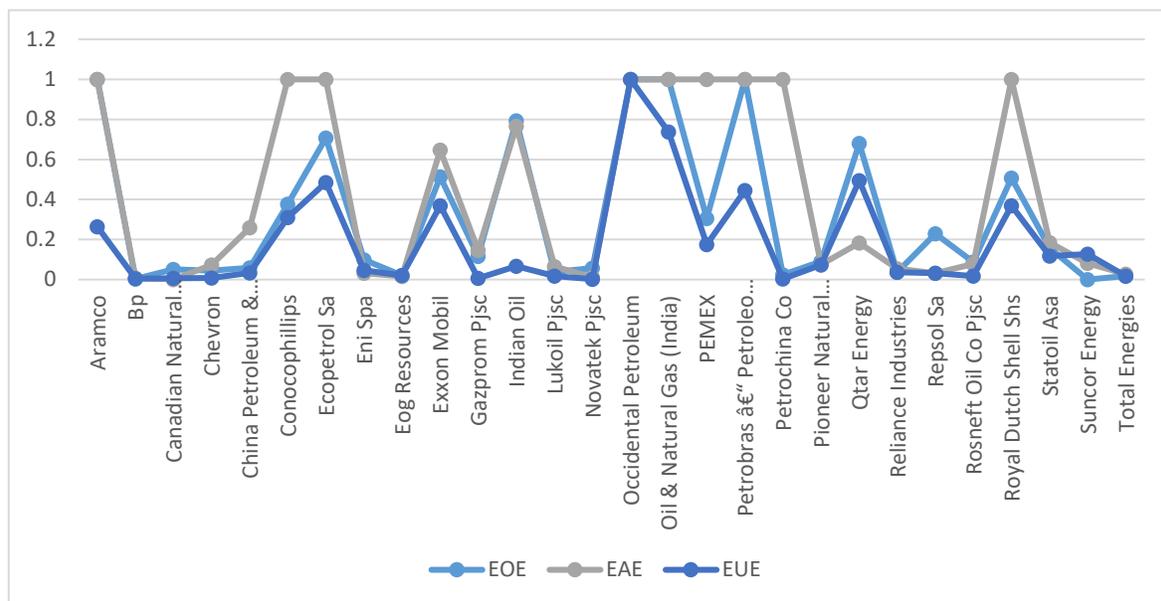
Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

8.6.4 Eficiencia sustentable del sector *upstream* de la industria petrolera 2022

Las evaluaciones por separado de los periodos, y en particular el 2022, se revelan tres condiciones esenciales para tratar el rendimiento eficiente de las empresas tanto económica como sustentable. Si bien se considera sustentable aquello que cuida el empleo de los recursos y que no se comprometa lo de generaciones futuras (Conway y Barbier, 1987), en este aspecto las unidades de toma de decisiones han atendido y han aumentado la producción con menor empleo de recursos.

Gráfica 49. Rendimiento económico 2022.



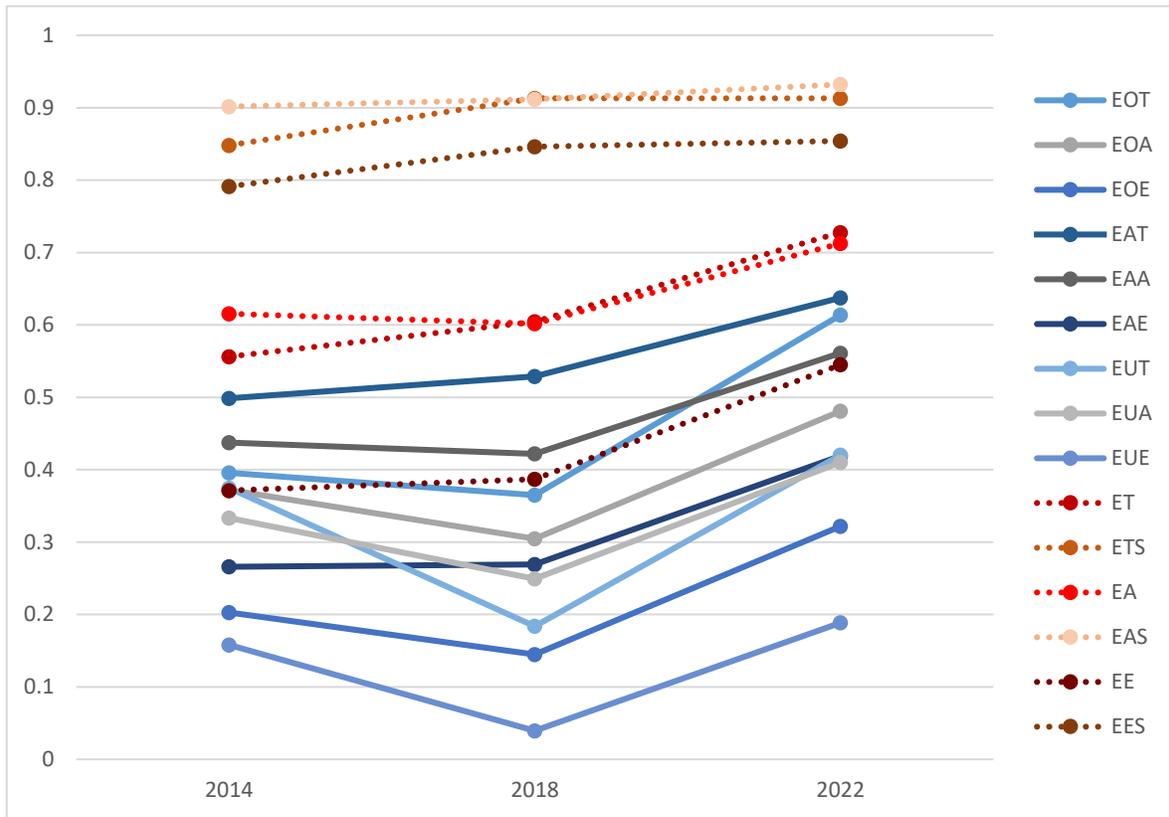
Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

La innovación y el desarrollo tecnológico genera procesos más eficientes para emplear mejor los recursos y propicia las condiciones para mantener el crecimiento productivo (Pezzey, 1989). En este aspecto hasta el 2022, las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera empezaron a mostrar un mejor desempeño económico, con mejor gestión en el uso de insumos y los costos. Esta condición que requiere para poder seguir invirtiendo e incorporando los nuevos costos, generando nuevas economías de escala.

Finalmente, un rendimiento sustentable requiere que se impacte de manera positiva en otros sectores ajenos al sistema productivo y se generen nuevos patrones de consumo (Strong, 1992). En 2022 aumentó la producción de petróleo, el ingreso consecuente es mayor a los gastos en que se incurrieron durante este periodo, lo cual habla de una nueva economía de escala, donde además se redujeron las emisiones de CO₂ de la mayoría de las empresas.

Gráfica 50. Cambios en los niveles de eficiencia radial y no radial.



Nota. Se instrumentaron los siguientes modelos: DeaR Charnes et al., (1985), Charnes et al., (1994) y Cooper et al., (1999).

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera (2014).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este último apartado se exponen las conclusiones y recomendaciones de la presente investigación. Primero se concluye respecto a las generalidades que se dedujeron del análisis del sector *upstream* de la industria petrolera durante 2014 a 2022. En segundo lugar, se exponen las particularidades de los resultados obtenidos por los modelos DEA empleados para estimar y evaluar el rendimiento de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera. Se exponen las respuestas a las hipótesis planteadas sobre que el rendimiento eficiente económico y sustentable y se mencionan cuáles fueron sus determinantes generales y particulares. Además, se exhiben también los complementos en las mediciones de ambos modelos de eficiencia con la finalidad de proporcionar perspectiva económica que contemple la combinación tecnológica de las DMUs, junto con las consideraciones ambientales y hacia el futuro que se plantean de manera natural y dependen de la gestión de éstas y de como se ligan dichos resultados con la producción y la rentabilidad. Finalmente, se abordan las recomendaciones como propuestas estratégicas que pueden abonar al mejor desempeño de la industria petrolera.

Conclusiones

La industria petrolera atraviesa un momento crítico en la actualidad. Si bien sigue siendo la fuente principal de energéticos para el consumo mundial, durante el periodo analizado han aumentado las presiones para lograr un abasto más limpio, con fluctuaciones en los precios, derivadas tanto de condiciones económicas como políticas, y con un aumento en la producción de bienes y tecnologías que buscan contrarrestar y sustituir el uso de combustibles fósiles (Bhattacharya et al., 2016; Scholten y Bosman, 2016).

Las empresas del sector *upstream* atienden la primera etapa de la obtención de los recursos fósiles, y por tanto, las presiones económicas y ambientales afectan directamente su desempeño. La necesidad de generar estrategias a largo plazo con un planteamiento sustentable es vital para que las empresas se mantengan en operación. Esta acción también es relevante porque es necesario alcanzar cierto nivel tecnológico que permita asimilar los cambios y aprovechar las innovaciones que ayuden a hacer más eficientes los procesos. El costo de no preparar el camino para una industria intensiva en capital puede ocasionar la acumulación de una infraestructura obsoleta, costosa y poco competitiva (Buyuksahin, 2012; Salameh, 2014; Kottasova, 2015).

El planteamiento de la hipótesis sobre el desempeño técnico de las empresas petroleras que pertenecen al sector *upstream* de la industria, busca resolver la combinación de insumos, en este caso de capital y de trabajo, que dan como resultado una combinación de producción eficiente. Con la presente investigación lo que reflejan los resultados es que el aumento de la producción de gas natural no requirió de un aumento proporcional de los insumos, y bien pudo mantener los niveles de producción de petróleo. Ambos modelos exhibieron una mejora en la eficiencia de la mayoría de las empresas, determinada principalmente por el aumento gradual de la producción de gas.

Un efecto de haber mejorado la tecnología y aprovechado la infraestructura instalada, es que durante la extracción de petróleo se obtiene gas natural, pero cuando un pozo no tiene la capacidad de trasladar el gas para su almacenamiento, es necesario quemarlo sin obtener ningún beneficio lo cual tiene un impacto directo en la generación de GEF, y en particular de

CO₂. Por lo tanto, cuando las empresas empiezan a equipar los pozos que ya se empleaban para la extracción de petróleo y aprovechan el gas, se resuelve el problema de congestión en la producción, ésta no requiere un aumento considerable de insumos y se reduce el impacto ambiental.

El modelo DEA RAM mostró que los niveles de eficiencia ambientales técnicos de las empresas que pudieron aumentar su producción y que disminuyeron sus emisiones de CO₂, fueron aquellas que elevaron la producción de gas. De este modo, se observó de manera general, un aumento en los niveles de eficiencia operativos, ambientales y unificados de la eficiencia técnica y de la eficiencia técnica sustentable.

Durante la crisis de precios de 2018 las empresas que mostraron un mejor desempeño y se vieron fortalecidas por los ingresos adicionales que provenían de la producción de gas, esto permitió que en 2022 se activara una mayor cantidad de pozos de extracción y se recuperarán empleos sin generar más emisiones.

Respecto a la hipótesis que se planteó sobre el rendimiento asignativo sustentable, lo que revela la presente investigación es que su desempeño se vio afectado por la generación de ingresos que le permitieran costear los insumos necesarios para atender los gastos en capital y los gastos operativos, y presentar niveles de rentabilidad competitivos. Por lo que durante el período 2014-2022, fue crucial generar ingresos adicionales con un incremento menos que proporcional en los costos y generar menos emisiones de gas, lo cual se vio favorecido por la producción de gas natural.

Por la razón anterior, las empresas que actuaron de manera sustentable durante el periodo analizado realizaron un cambio tecnológico y asimilaron los cambios de la industria y del consumo antes que sus competidores, lo que les permitió tener un desempeño más eficiente. Aunque el periodo de 2022 es el mejor evaluado, esta afirmación se contempla de mejor manera durante el 2018, cuando las empresas tuvieron que hacer frente a la reducción de su producción y de sus ingresos; las que actuaron primero pudieron responder y minimizar el efecto, pero lo más relevante es que sentaron las bases para el desempeño de 2022. En este caso en particular, las primas de seguro no tuvieron un impacto relevante en ambos modelos

DEA, mientras que los ingresos por la producción de gas en las empresas que atendieron con anticipación la crisis de precios, lograron un aumento en sus ganancias.

El sector *upstream* para 2022 registró el mayor número de empresas con ganancias (catorce empresas) y con el menor impacto ambiental y de pago de primas de seguro, lo cual además demuestra que la disposición mediante gestión fue sumamente relevante para obtener dicho resultado.

Sobre el desempeño asignativo sustentable, fue necesario considerar no sólo los productos no deseados de primas de seguro y emisiones de CO₂, sino su comportamiento en el tiempo, ya que para que un proceso sea sustentable se deben cuidar el uso de los recursos durante la producción y el efecto en el ambiente a largo plazo. Por esto, contemplar los objetivos sustentables que limitaron el resultado eficiente o se asimilaron en el proceso productivo de cada empresa era necesario. Además, también es importante realizar una medición donde se inhiba el desarrollo de un vector.

Las deducciones que se hicieron sobre el desempeño eficiente asignativo sustentable, mediante el modelo radial, exhibieron que las empresas sí podían asimilar los objetivos y que su proceso productivo pudo ser eficiente aún con los costos e insumos necesarios para lograrlo en el largo plazo.

En general, las empresas mostraron niveles menores de eficiencia en ambos modelos, si bien mejoraron en promedio, lo que queda a discusión es si el ritmo en el que están reduciendo su impacto ambiental será suficiente ante las necesidades y las presiones ecológicas actuales.

La eficiencia asignativa sustentable unificada muestra que en promedio los niveles de eficiencia más bajos tuvieron un efecto determinante sobre los niveles de la eficiencia económica y la eficiencia económica sustentable. Los resultados muestran que aún existe un número relevante de empresas en el sector *upstream*, que lograron sus objetivos de producción y de ingresos, pero que no gestionaron su impacto ambiental.

La eficiencia asignativa permite diferenciar cuatro tipos de empresas: 1) Las empresas de menor dimensión que tienen un bajo impacto ambiental, 2) Las empresas que producen mayor cantidad, con una proporción menor de insumos, y que tienen bajo impacto ambiental (estas muestran los mejores resultados unificados), 3) Las empresas que aumentan su producción con menor proporción de uso de insumos, pero que tienen alto impacto ambiental (estas empresas requieren mejorar su tecnología conforme al sector atendiendo solo su gestión de emisiones y pagos de primas de seguro), y 4) Las empresas de menor desempeño eficiente, las cuales emplean una alta proporción de insumos con poco crecimiento de su producción y un alto impacto ambiental.

La hipótesis general se encausó a los determinantes de la eficiencia económica y de la eficiencia económica sustentable. Después del análisis y el empleo de ambos modelos para la evaluación de las empresas del sector *upstream* de la industria petrolera mundial en los periodos de 2014-2022, se puede confirmar que, tanto el desempeño técnico como el desempeño asignativo, son factores determinantes de la eficiencia económica. En este trabajo en particular, los resultados reflejan que la eficiencia económica estuvo condicionada principalmente por el rendimiento asignativo.

En ambos modelos se exhibió un nivel de eficiencia económica sustentable inferior al de la eficiencia económica, que se derivó principalmente de que no se aumentaron los ingresos y las ganancias ante una reducción de impacto ambiental discreta (ausente de gestión durante el 2014, de reducción natural durante 2018 y apenas con resultados de la disposición por gestión durante 2022).

Los cambios en los niveles de eficiencia a través del tiempo, muestran que, si la reacción al entorno y la respuesta de la gestión de las DMUs es eficiente, entonces se esperaría que los niveles de eficiencia económica aumenten, tanto en el modelo radial como en el cálculo de desempeño operativo, ambiental y unificado. Debido a que la sustentabilidad se manifiesta a largo plazo y lo que en un periodo puede dar resultados económicos, no necesariamente se reducirán los impactos negativos de la producción de las DMUs.

Es importante diferenciar la configuración tecnológica, pues la constancia en rendimientos eficientes, o en la mejora de éstos, reflejaría que se está asimilando tecnología adecuada para reaccionar al entorno y para reducir el impacto ambiental, logrando obtener beneficios económicos en el proceso cada periodo con mayor eficiencia. Es relevante que los insumos se categoricen entre capital y trabajo para poder entender el rendimiento económico de una unidad y comprender cómo se están logrando resultados eficientes.

Las DMUs que son referentes eficientes conforman una frontera mediante la cual se evalúa al resto de empresas. Si esto se complementa con la división de factores de producción, se pueden hacer inferencias sobre la mejor combinación tecnológica, si los cambios en la productividad se originan por los cambios en la eficiencia o por el cambio tecnológico.

Finalmente, el rendimiento asignativo y técnico que se valora a partir de la definición de la combinación tecnológica, realmente da lugar a entender el rendimiento económico de una empresa y del sector que se analiza. De hacer lo contrario sólo es una medición de rendimiento multi-factor y multi-producto, o bien, un indicador de gestión con poco contenido económico.

Recomendaciones

El cambio tecnológico tiene un alto impacto en el entendimiento sustentable de la operación de las DMUs, debido a que muestran si se está progresando o retrocediendo tecnológicamente, el impacto que tendría sobre la productividad en caso de ser referente eficiente o en caso de que se empiece a caer en la obsolescencia de los factores de producción empleados. Por esta razón, se recomienda que se realicen trabajos sobre los cambios en la productividad que provienen del cambio tecnológico, en conjunto con los cambios en los niveles de eficiencia, durante un periodo de tiempo que permita analizar los resultados a largo plazo. Es probable que el cambio tecnológico también se pueda diferenciar solo si se tienen resultados económicos o si se contribuyen a reducir el impacto sobre su entorno, y esta idea se pueda extender a los cambios en la productividad.

La relevancia de que la industria petrolera realice sus operaciones de manera eficiente es sumamente importante para que se mantenga un abasto de combustibles para el desarrollo de las economías en desarrollo, durante su transición a tecnologías más limpias. Para lograr esto, es indispensable que los recursos que se emplean en la producción también se utilicen para mantener el ritmo innovador en búsqueda de mecanismos más eficientes. Lo anterior puede resultar en una transición tecnológica y energética bien orientada, donde se identifiquen adecuadamente las tendencias que dan resultados económicos y sustentables. Son necesarios estudios que abarquen el rendimiento eficiente, desde la producción de combustibles hasta el consumo energético, ya que se requiere determinar el rumbo adecuado y reducir el impacto ambiental de manera agregada.

Los diferentes modelos DEA son robustos si se eligen adecuadamente, y se requieren más trabajos que enlisten las razones por las cuales se ajusta mejor cierto modelo a cada problema de investigación. Es importante que este tipo de estudios identifiquen qué herramientas de los modelos se complementan mejor para el análisis específico de cada problema, y además enlisten correctamente el desempeño que se está midiendo, así como que determinen si éste tiene carácter estratégico, administrativo y/o económico.

Durante la revisión bibliográfica realizada para esta investigación, en particular sobre temas de impacto ambiental y sustentabilidad, se resalta la exclusión de las consideraciones económicas, y que también existe una tendencia de medición de la eficiencia sólo como un indicador de rendimiento.

Si bien, no todos los trabajos requieren la perspectiva económica, lo que se pudo mostrar en este trabajo es que cuando se toma en cuenta el análisis se robustece y se aprovechan más los resultados de los modelos. Como ejemplo sencillo, se puede describir que, cuando se mide el rendimiento de una DMU, se puede saber si tiene rendimientos crecientes a escala o si las diferentes unidades tienen diferente tamaño y se evalúan de manera relativa. Pero cuando se agregan los elementos económicos, se puede identificar las características tecnológicas de cada DMU y se puede generalizar sobre el sector o industria de la que se esté hablando.

Adicionalmente, en estudios futuros se pueden medir cambios en la producción que identifiquen si el problema está en el capital o en el trabajo. A la par, se debería catalogar específicamente qué tipo de rendimiento se está analizando, por las implicaciones que éste podría tener en los resultados.

Finalmente, se recomienda a las organizaciones y a las empresas del sector *upstream* que incorporen este tipo de indicadores dentro sus reportes internos o en los rankings comparativos de desempeño, ya que, además de incentivar un comportamiento competitivo, servirá también para entender las diferencias entre cada DMU.

Este estudio mostro que la extracción y distribución de gas se focaliza por zonas, y es esta la razón de cada empresa podrá diseñar sus actividades en función de las tendencias que mejor le apliquen, y mejorar áreas de oportunidad específicas para focalizar y minimizar los recursos que se empleen para el control de las actividades principales.

REFERENCIAS

- Afriat, S. (1972). Efficiency Estimation of Production Functions. *International Economics Review* 13(8), 568-598 en: <http://dx.doi.org/10.2307/2525845>.
- Aigner, D.J. y Chu, S.F. (1968). On Estimating the Industry Production Function. *American Economic Review*, 58, 826-839.
- Al-Najjar, S. M., y Al-Jaybajy, M. A. (2012). Application of data envelopment analysis to measure the technical efficiency of oil refineries: A case study. *International Journal of Business Administration*, 3(5), 64.
- Al-Obaidan, A. M. y Scully, G. W. (1992). Efficiency differences between private and state-owned enterprises in the international petroleum industry. *Applied Economics*, 24(2), 237-246.
- Arcelus, F.J. y Arocena, P., (2005). Productivity differences across OECD countries in the presence of environmental constraints. *Journal of the Operational Research Society* 56, 1352–1362.
- Arrow, K., Bolin, B., Costanza, R., Dasgupta, P., Folke, C., Holling, C. S., y Pimentel, D. (1995). Economic growth, carrying capacity, and the environment. *Ecological economics*, 15(2), 91-95.
- Arrow, K. J. y Hahn, F.H. (1971, 1976). *Análisis General Competitivo*. Fondo de Cultura Económica. Página 14.
- Asuah, E. L. y Ohene-Asare, K. (2019). Ownership and dynamic efficiency of petroleum firms: a new perspective. *International Journal of Energy Sector Management*.
- Ban, K. M. (2009). Adapting to climate change. Recuperado el 8 de mayo de 2014.
- 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. (1986). Efficiency analysis for exogenously fixed inputs and outputs. *Operations research* 34(4), 513-521.
- Barlett Díaz, M. y Rodríguez Padilla, V. (2008). El Petróleo y PEMEX, Despojo a la Nación (2ª ed.). México, D.F.: Editora y encuadernadora Cosmos S.A. Evolution of Energy Supply, *Economies*, 5(10), 17-1.
- Barros, C. P., y Assaf, A. (2009). Bootstrapped efficiency measures of oil blocks in Angola. *Energy Policy*, 37(10), 4098-4103.
- Bergerson, J., y Lave, L. (2002). A life cycle analysis of electricity generation technologies. *Health and Environmental Implications of Alternative Fuels and Technologies*.
- British Petroleum, (2020). *BP Annual Report Form 20-F 2019*. Consultado 13 de octubre de 2020, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2019.pdf>
- Boyd, G.A. y McClelland, J.D., (1999). The impact of environmental constraints on productivity improvement in integrated paper plants. *Journal of Environmental Economics and Management* 38, 121–142.
- Boyd, G.A., Tolley, G. y Pang, J. (2002). Plant level productivity, efficiency, and environmental performance of the container glass industry. *Environmental and Resource Economics* 23, 29–43.
- Casas, J. y 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.
- Cavalheiro Francisco, C. A., Rodrigues de Almeida, M., y Ribeiro da Silva, D. (2012). Efficiency in Brazilian refineries under different DEA technologies. *International Journal of Engineering Business Management*, 4(Godište 2012), 4-35.

- Charnes, A., Cooper, W.W., Golany, B., Seiford, L. y Stuz, J. (1985). Foundations of Data Envelopment Analysis for Pareto-Koopmans Efficient Empirical Production Functions. *Journal of Econometrics*, 30(1-2), 91-107. doi:10.1016/0304-4076(85)90133-2
- Charnes, A., Cooper, W.W., Lewin, A.Y. y Seiford, L.M. (1994). *Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology, and Application*. Boston: Kluwer Academic Publishers. doi:10.1007/978-94-011-0637-5
- Cooper, W.W., Park, K.S. y Pastor, J.T. (1999). RAM: A Range Adjusted Measure of Inefficiencies for Use with Additive Models, and Relations to Other Models and Measures in DEA. *Journal of Productivity Analysis*, 11, 5-42. doi:10.1023/A:1007701304281
- Charnes A., Cooper W. y Rhodes, E. (1962). Programming with Linear Fractional Functionals. *Naval Research Logistics Quarterly*, 181-185.
- Charnes, A. Cooper, W. y Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision-making units. *European journal of operational research*, 2 (6).
- Charnes, A.; Cooper, W.W.; Rhodes, E. (1979). Short communication: Measuring the efficiency of decision-making units, *European Journal of Operational Research*, 3, 339.
- Charnes A., Cooper W. y Rhodes, E. (1981). Evaluating Program and Managerial Efficiency: An Application of Data Envelopment Analysis to Program Follow Through. *Management Science*, 668-697.
- Colmenares, F., (2008). Petróleo y crecimiento económico en México 1938–2006. *Econ Unam*, 5(15), 53–4.
- Comin, D. (2010). Total factor productivity. *Economic growth* (pp. 260-263). Palgrave Macmillan, London.

- Conway, G.R. (1987). The properties of agroecosystems. *Agricultural systems*, 24(2), 95-117.
- Cook, W.D. y Green, R.H. (2005). Evaluating power plant efficiency: A hierarchical model. *Computers and Operations Research* 32, 813–823.
- Cook, W.D. y Zhu, J. (2005). Building performance standards into DEA structures. *IIE Transactions* 37, 267–275.
- Cook, W.D., Zhu, J. (2006). Rank order data in DEA: A general framework. *European Journal of Operational Research* 174, 1021–1038.
- Cooper, W.W., Park, K.S., Pastor, J.T., 2000. RAM: A range adjusted measure of efficiency. *Journal of Productivity Analysis* 11, 5–42
- Cooper, W. Seiford, L. y Kaoru, T. (2004). Data envelopment analysis. A comprehensive text with models, applications, references a DEA-solver software. *Handbook on Data Envelopment Analysis*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1-39.
- Cooper, W.W., Seiford, L.M. y Tone, K. (2006). Introduction to Data Envelopment Analysis and its Uses. *Springer Science*, p. 351.
- Daly, H.E. (1990). Sustainable development: from concept and theory to operational principles. *Population and development review*, 16, 25-43.
- Debreu, G. (1951). The coefficient of resource utilization, *Econometrica*, 19(3), 273-292.
- 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. (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.
- EIA (Energy Information Administration) (2020). Recuperado de: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long

- Enerdata (2020). *Anuario estadístico mundial de energía 2020*. Recuperado de <https://datos.enerdata.net/energias-renovables/produccion-electricidad-renovable.html>
- Färe, R., Grosskopf, S., Logan, J. (1983). The relative efficiency of Illinois electric utilities. *Resources and Energy* 5, 349–367.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Logan, J. (1985). The relative performance of publicly-owned and privately-owner electric utilities. *Journal of Public Economics* 26, 89–106.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Pasurka, C. (1986). Effects on relative efficiency in electric power generation due to environmental controls. *Resources and Energy* 8, 167–184.
- Färe, R., Grosskopf, S., Lovell, C.A.K. y Pasurka, C. (1989). Multilateral productivity comparisons when some outputs are undesirable: A nonparametric approach. *The Review of Economics and Statistics*, 71, 90–98.
- Färe, R., Grosskopf, S., Yaisawarng, S., Li, S.K. y Wang, Z.P. (1990). Productive growth in Illinois electric utilities. *Resources and Energy* 12, 383–398
- Färe, R., Grosskopf, S., Lindgren, B. y Roos, P., (1994a). Productivity developments in Swedish hospitals: A Malmquist output index approach. In: Charnes, A., Cooper, W.W., Lewin, A.Y., Seiford, L.M. (Eds.), *Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Applications*. Kluwer Academic Publishers, Boston, pp. 253–272.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Lovell, C.A.K. (1994b). *Production frontiers*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Tyteca, D. (1996). An activity analysis model of the environmental performance of firms – application to fossil-fuel-fired electric utilities. *Ecological Economics* 18, 161–175.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Roos, P. (1998). Malmquist productivity indexes: A survey of theory and practice. En: Färe, R., Grosskopf, S., Russell, R.R. (Eds.), *Index Numbers:*

- Essays in Honour of Sten Malmquist. Kluwer Academic Publishers, Boston, pp. 127–190.
- Färe, R., Grosskopf, S., Pasurka Jr., C.A., 2001. Accounting for air pollution emissions in measures of state manufacturing productivity growth. *Journal of Regional Science* 41, 381–409.
- Färe, R. y Grosskopf, S. (2004). “Modeling undesirable factors in efficiency evaluation: Comment”, *European Journal of Operational Research* 157, 242-245.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Hernandez-Sancho, F. (2004). Environmental performance: An index number approach. *Resource and Energy Economics* 26, 343–352.
- Färe, R., Grosskopf, S., Noh, D. y Weber, W. (2005). Characteristics of a polluting technology: Theory and practice. *Journal of Econometrics* 126, 469–492.
- Farrell, M., (1957). The measurement of productive efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society*, 120, 3^a parte.
- 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 Barcelona*, 1-25.
- Gong, B. (2020a). Different behaviors in natural gas production between national and private oil companies: Economics-driven or environment-driven? en *Shale Energy Revolution* (pp. 131-149). Springer, Singapore.
- Gong, B. (2020b). Effects of ownership and business portfolio on production in the oil and gas industry. *The Energy Journal*, 41(1).
- Guevara, Z., Córdoba, O., García, E. X. y Bouchain, R. (2017). The status and evolution of energy supply and use in Mexico prior to the 2014 energy reform: An input-output approach. *Economies*, 5(1), 10.

- 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, Technical University of Cartagena, 2033-2040.
- Halkos, G.E. y Tzeremes, N.G. (2011). Oil consumption and economic efficiency: A comparative analysis of advanced, developing and emerging economies. *Ecological Economics*, 70(7), 1354-1362.
- Hernández Sampieri, R., Fernández-Collado. y Baptista Lucio, P. (2006), *Metodología de la Investigación*, (4ª edición), D.F., México: Mc. Graw Hill.
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2016). *Metodología de la investigación. 6ta Edición Sampieri*. Soriano, RR (1991). Guía para realizar investigaciones sociales. Plaza y Valdés, 150-155.
- Holmberg, J., Bass, S. y Timberlake, L. (1991). *Defending the future* (No. GTZ-36). IIED, London (RU).
- Hua, Z. y Bian, Y. (2007). DEA with Undesirable Factors. In: Zhu J., Cook W.D. (eds) *Modeling Data Irregularities and Structural Complexities in Data Envelopment Analysis*. Springer, Boston, MA.
- Instituto Mexicano para la Competencia (2012). *Una visión global del sector de hidrocarburos y finanzas públicas*. Centro de Investigación en Política Pública, 11ª edición.
- International Agency of Energy, (2020). *Global energy review*. Recuperado en <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- 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.

- Kendrick, J.W. (1979). Increasing Productivity. *Proceedings of the Academy of Political Science*, 33(3), 190–202. <https://doi.org/10.2307/1174085>
- 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.
- Lim, C. y Lee, J. (2020). An analysis of the efficiency of the oil refining industry in the OECD countries. *Energy policy*, 142, 111491.
- Lo, F., Chien, Ch. y Lin, J. T. (2001). A DEA Study to evaluate the relative efficiency and Investigate the District Reorganization of the Taiwan Poer Company, *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1).
- Mandal, S.K. y Madheswaran, S. (2010). Environmental efficiency of the Indian cement industry. *Energy Policy*. 38(10): 1108–1118.
- Mekaroonreung, M. y Johnson, A.L. (2010). Estimating the efficiency of American petroleum refineries under varying assumptions of the disposability of bad outputs. *International Journal of Energy Sector Management*.
- Mitlin, D. (1992). Sustainable development: A guide to the literature. *Environment and urbanization*, 4(1), 111-124.
- Navarro, J.C.L. y 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.
- OPEC, (2019). *Organization of the Petroleum Exporting Countries*, Brief History, Sitio oficial. <https://www.opec.org>, recuperado enero 2019.
- Ortiz, J. y Alcaraz, J. (2023). *Global Oil Industry Efficiency and Productivity in the Upstream Sector: An Analysis Based on Non-Parametric Methods, 2008-2017*. Comunicación Científica, 1a edición.

- Pastor, J.T. (1996). Translation Invariance in Data Envelopment Analysis: a Generalization, *Annals of Operations Research*, 66(2), 91-102.
- Pastor, J.T., Ruiz, J.L. y Sirvent, I., (1999). An enhanced DEA Russell graph efficiency measure. *European Journal of Operational Research* 115, 596–607.
- Pearce, D., y Barbier, E. (2000). *Blueprint for a sustainable economy*. Routledge.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2020). Acerca de PEMEX en contexto. Recuperado de <http://www.pemex.com/acerca/Paginas/default.aspx>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2020). Base de Datos Institucional. Recuperado de <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas&language=en>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2020). Indicadores petroleros. Recuperado de <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas&language=en>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2020). Historia, Recuperado de <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/default.aspx>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2020). *Reporte de estado de salud de trabajadores y derechohabientes de PEMEX afectados por COVID-19*, Boletín 105. Recuperado de https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2021-105_nacional.aspx
- Petróleos Mexicanos (PEMEX). (2015). Finanzas. Recuperado agosto 2016. De http://www.pemex.com/ri/finanzas/Resultados%20anuales/141231_tablas_e.xls
- Pérez, J., y Merino, M. (2015). Definición de problemas de investigación. *Recuperado* <https://definicion.de/problemas-deinvestigacion>.
- Pezzey, J. (1989). Economic analysis of sustainable growth and sustainable development. *World Bank Environment Department. Working Paper*, (15).

- Picazo-Tadeo, A.J., Reig-Martínez, E. y Hernández-Sancho, F., 2005. Directional distance functions and environmental regulation. *Resource and Energy Economics* 27, 131–142.
- Prokopenko, J., (1987). *La gestión de la productividad*, (1ª edición), Ginebra, Suiza: Oficina Internacional del trabajo.
- Rees, W. E. (1989). *Defining “sustainable Development”*. Vancouver, BC: University of British Columbia, Centre for Human Settlements.
- Reyes Hernández, M., Morales Moreno, H., López López, M. y 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.
- Sachs, I. (1979). *Eco-development: a definition*. *Ambio*, 8(2/3), 113.
- Sachs, W. (2017). The sustainable development goals and Laudato si’: Varieties of post-development?. *Third World Quarterly*, 38(12), 2573-2587.
- Saxena, P., Saxena, R.R. y Sehgal, D. (2016). Efficiency evaluation of the energy companies in CNX 500 Index of the NSE, India using data envelopment analysis. *Benchmarking: An International Journal*.
- 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.
- Seiford, L.M. y Thrall, R.M., (1990). Recent developments in DEA: The mathematical programming approach to frontier analysis. *Journal of Econometrics* 46, 7–38.

- Seiford, L.M. y Zhu, J. (2002). Modeling undesirable factors in efficiency evaluation. *European Journal of Operational Research*. 142(1): 16-20.
- Solow, R. M. (1956). A contribution to the theory of economic growth. *The quarterly journal of economics*, 70(1), 65-94.
- Strong, M. F. (1992). Energy, environment and development. *Energy Policy*, 20(6), 490-494.
- Sueyoshi, T. (1999). DEA duality on returns to scale (RTS) in production and cost analyses: An occurrence of multiple solutions and differences between production-based and cost-based RTS estimates. *Management Science* 45, 1593–1608
- Sueyoshi, T. y Goto, M. (2011a). DEA approach for unified efficiency measurement: assessment of Japanese fossil fuel power generation. *Energy Economics*, 33(2), 292-303.
- Sueyoshi, T., y Goto, M. (2011b). Measurement of returns to scale and damages to scale for DEA-based operational and environmental assessment: how to manage desirable (good) and undesirable (bad) outputs? *European journal of operational research*, 211(1), 76-89.
- Sueyoshi, T., y Goto, M. (2012). Weak and strong disposability vs. natural and managerial disposability in DEA environmental assessment: comparison between Japanese electric power industry and manufacturing industries. *Energy Economics*, 34(3), 686-699.
- Sueyoshi, T. y Sekitani, K., (2007a). Measurement of returns to scale by a non-radial DEA model: A range-adjusted measure model. *European Journal of Operational Research* 176, 1918–1946.
- Sueyoshi, T., Yuan, Y. y Goto, M. (2017). A literature study for DEA applied to energy and environment. *Energy Economics*, 62, 104-124.

- Sueyoshi, T., y Wang, D. (2018). DEA environmental assessment on US petroleum industry: Non-radial approach with translation invariance in time horizon. *Energy Economics*, 72, 276-289.
- Tone, K., y Tsutsui, M. (2010). Dynamic DEA: A slacks-based measure approach. *Omega*, 38(3-4), 145-156.
- Tyteca, D. (1997). Linear programming models for the measurement of environmental performance of firms – concepts and empirical results. *Journal of Productivity Analysis* 8, 183–197.
- Vikas, V. y Bansal, R. (2018). Efficiency evaluation of Indian oil and gas sector: data envelopment analysis. *International journal of emerging markets*.
- Xu, T., You, J., Li, H. y Shao, L. (2020). Energy efficiency evaluation based on data envelopment analysis: a literature review. *Energies*, 13(14), 3548.
- Wolf, C. (2009). Does ownership matter? The performance and efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987–2006). *Energy Policy*, 37(7), 2642-2652.
- Zhou, P., Ang, B. W. y Poh, K. L. (2008). A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies. *European journal of operational research*, 189(1), 1-18.
- Zhou, P. y Ang, B.W. (2008). Linear programming models for measuring economy-wide energy efficiency performance. *Energy Policy* 36, 2911–2916.

ANEXO 1

INPUTS Y OUTPUTS DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

Tabla A 1. Conglomerado de datos de las DMUs del sector *upstream* 2014, *inputs* y *outputs*.

2014											
DMU	CAPEX	OPEX	OILPROD	GASPROD	CO2PROD	GANANC	PRIMES	POZOS	OILINC	GASINC	EMPLEADOS
Rosneft Oil Co Pjsc	87404.58	65800.81	1558	155.34	870	10150	23	1402	24680.28	7597.57	155
Royal Dutch Shell Shs	47507	14501	1863	276	1920	15841	24	664	29511.78	2428.84	17
Chevron	42082	31640	1732	144.42	730	26730	75	1049	27436.61	1270.92	15
Exxon Mobil	32727	31160	2111	315	585	27548	80	530	33440.35	2772.05	23
Petrochina Co	27978.90	34071.6	672	265	2134	2361.75	160	1328	10645.15	2332.04	272
PEMEX	26990	13110	2529	163.4	48.4	18042	75	278	40061.89	7991.66	142
Petrobras – Petroleo Bras	24164	43140	1980	39.64	1740	21764	65	2050	31365.18	1938.73	30.2
Total Energies	23223	26235	1077	176.1	410	17756	48	720	17060.76	1549.71	54
Aramco	22277.16	144034.74	9800	311	1981	154984.32	123	1897	155241.80	15210.56	62
Bp	19772	33535	1823	201.0496	102.7	3780	17	567	28878.14	1769.27	24.4
Conocophillips	17144	16595	595	111.65	44	6689	12	199	9425.40	5460.64	19.1
Eni Spa	14643.2	99630.7	908	121.3	56	9860.5	7	186	14383.63	5932.61	12.7
Canadian Natural Resourc	11744	8756	531	44	2.3	3929	0.89	254	8411.57	2151.98	7.2
Lukoil Pjsc	11290	7563	520.9	68.32	207	6396	3	786	8251.58	3341.43	83
Gazprom Pjsc	10306.6	6631.923	38.52	175.91	234	9919.48	54	478	610.20	8603.48	210
Statoil Asa	8790	11657	1130	123	1200	3887	11	567	17900.33	6015.75	18
Eog Resources	8632	12793	288.9	38.31	19	2915	7.6	909	4576.46	1873.69	3
Pioneer Natural Resource	6236	3458	896.39	106.81	178	1041	4.3	232	14199.71	5223.92	1.8
Oil & Natural Gas (India)	5195.12	4390.4	212.724	2485	569	3535.168	12	389	3369.76	121537.72	33.18
Ecopetrol Sa	5120.98	3779.88	1695	214.67	480	3263.81946	18	584	26850.50	10499.20	2.6
Qatar Energy	4612	3015.9	740	167	234	1539	2.8	302	11722.34	8167.73	20.2
Repsol Sa	3866.48	2521.44	355	611.6	19.3	2192.32	23	609	5623.56	29912.46	18
Suncor Energy	3200	2400	113	4	9.8	857	0.37	154	1790.03	195.63	2.8
Novatek Pjsc	3147	3075.3	510	72	4.36	2695.289	0.25	535	8078.91	3521.41	59
Occidental Petroleum	2737	4904	0	1700	2.2	16391	3.39	450	0.00	83144.52	6.7
Reliance Industries	2341	4289	123	4.44	380	7.6	0.12	39	1948.44	217.15	2.9
Indian Oil	1880.672	4218	1670	245	453	1308.48	1.92	790	26454.47	11982.59	32.9
China Petroleum & Chemi	10962.87	35767.17	320.19	395.46	1343	2896	11	298	5072.13	19341.37	135

Nota: CAPEX, OPEX, PRIMES, GAN, OILINC y GASINC se expresa en miles de millones de USD; OILPROD en miles de barriles diarios (mb/d); GASPROD se encuentra en miles de metros cúbicos diarios (Mm³/d); CO2PROD en toneladas métricas (ton/m); POZOS y EMPLEADOS en unidades.

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales (2014).

Tabla A 2. Conglomerado de datos de las DMUs del sector *upstream* 2018, *inputs* y *outputs*.

DMU	CAPEX	OPEX	OILPROD	GASPROD	CO2PROD	GANANC	PRIMES	POZOS	EMPLEADOS	OILINC	GASINC
Petrochina Co	1391318.75	1484962.50	2439	279.86	3365	11683.04	220	1180	260.00	33481.74	2629.31269
Gazprom Pjsc	28734.4	988992	132.328767	1366.30137	256	23300.8	43	578	233.00	1816.56	46443.931
Aramco	26127.36	144820.71	10021	334	2903	215006.67	51	2189	57.00	137564.78	11353.4783
Chevron	17657	6975	1782	195.07	617	3290	53	952	13.00	24462.67	1832.70216
Bp	16707.00	24541	1172	208.8	104.4	9578	12	484	16.90	16088.81	1961.69688
Exxon Mobil	16695	38000	2266	266.32	520	14079	57	521	22.00	31106.85	2502.10303
Rosneft Oil Co Pjsc	14976	29462.2324	1627.388	169.589041	610	8784	30	1230	230.00	22340.21	5764.747
Royal Dutch Shell Shs	12157	39316	1810	222.15	1731	6490	21	625	15.00	24847.05	2087.12147
Petrobras – Petroleo Bras	11592	52480	766.2	420.19	689	18421	91	1845	27.60	10518.13	14283.2876
PEMEX	11120	10180	1857	137.25	36.5	9166	43	338	117.00	25492.25	4665.46376
Statoil Asa	9900	9528	999	135	1077	7538	8	639	17.00	13713.92	4588.98075
China Petroleum & Chem	9878.24	32228.48	288.51	275.24	1010	1485.44	13	293	130.90	3960.56	9356.08194
Total Energies	8664	7113	1566	188.65	400	2800	8	680	28.00	21497.50	1772.38562
Pioneer Natural Resource	7345	8164	522.29863	798.5	4.3	975	1.1	701	1.60	7169.93	27142.9713
Eni Spa	7280.6	69773.4	1851.00	76.71	38	12803.00	18	230	11645.00	25409.88	2607.56084
Lukoil Pjsc	7236	6743	576.83	65.3	134	5294	12	543	57.00	7918.52	2219.70699
Conocophillips	6800	5872	708	77.33	34.9	2070	9	343	17.50	9719.18	2628.63616
Eog Resources	6706	12806	399.9	38.68	16	3419	11	763	2.90	5489.69	1314.82797
Suncor Energy	5280	3820	732	0	1.3	4300	0.24	79	2.10	10048.64	0
Canadian Natural Resourc	4731.00	4937.00	821	43.83	2.2	3263	2.4	310	7.20	11270.40	1489.88908
Oil & Natural Gas (India)	4417.47	7939.504	2543	246.1	450	4007.37	28	503	34.00	34909.41	8365.54195
Indian Oil	4191.12576	4555.44	1793	450	560	4502	2.8	890	43.20	24613.68	15296.6025
Qatar Energy	2920	1719.9	610	481	48	1217.7	0.89	401		8373.87	16350.3685
Ecopetrol Sa	2707.33632	1469.5824	720	201.7	697	3642.04352	34	612	3.20	9883.91	6856.27717
Novatek Pjsc	2606	2003.85	549	68.8	6.05	3656.544	0.27	612	58.00	7536.48	2338.68056
Reliance Industries	2294.18	4203.22	151.29	5.4612	467.4	9.348	0.1476	48	2.40	2076.86	185.639568
Occidental Petroleum	2208	3197	0	2900	1.8	13143	1.53	314	5.10	0.00	98578.105
Repsol Sa	1973.00	2453.00	261.00	440.00	1.5	1696	1	689	12.00	3582.92	14956.678

Nota: CAPEX, OPEX, PRIMES, GAN, OILINC y GASINC se expresa en miles de millones de USD; OILPROD en miles de barriles diarios (mb/d); GASPROD se encuentra en miles de metros cúbicos diarios (Mm³/d); CO2PROD en toneladas métricas (ton/m); POZOS y EMPLEADOS en unidades.

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales (2018).

Tabla A 3. Conglomerado de datos de las DMUs del sector *upstream* 2022, *inputs* y *outputs*.

DMU	CAPEX	OPEX	OILPROD	GASPROD	CO2PROD	GANANC	PRIMES	POZOS	EMPLEADOS	OILINC	GASINC
Petrochina Co	1415800.00	39996.16	2482.8	362.68	2720	15280.32	195	1010	230.00	88628.51	1927.42659
Gazprom Pjsc	31001.6	148912.48	366.32	1412.60274	246	38580.8	28	1489	279.00	13076.53	133303.224
Aramco	29643.03	137980	11540	339	2875	294954.75	45	2654	59.00	411943.38	31990.4469
PEMEX	18740	10120	1812	133.71	79	6680	87	319	98.00	64682.96	12617.8249
Rosneft Oil Co Pjsc	17833.00	23081.2299	1463.802	177.260274	243	16192	32	1290	217.00	52253.34	16727.538
Chevron	15340	8508	1440	217.38	592	30284	12.98	1200	10.00	51403.68	1155.24427
China Petroleum & Chemi	13328	18269.92	762	96.9	1534	8640	23	311	122.80	27201.11	9144.17199
Repsol Sa	12790	6902	1901	365	70	3392.48	2	763	18.00	67860.00	34443.9915
Novatek Pjsc	10230	2915.66	638	82.1	1005	8019.264	0.37	643	58.00	22774.69	7747.53891
Exxon Mobil	10043	1025	1388	234.88	510	39418	20.4	581	25.00	49547.44	1248.24627
Petrobras – Petroleo Bras	9848	64740	1742	2849	48	35270	32	1764	12969.00	62184.17	268851.868
Indian Oil	9802	6782	1759	679	510	5892	2.8	896	45.00	62791.02	64075.2609
Lukoil Pjsc	8939	8260.288	608.3724	79.4657534	123	7654	37	676	43.00	21717.07	7498.9527
Eni Spa	8448.3	17231.55	1610	60.52	20.64	18385.5	23	377	8.70	57472.17	5711.09689
Royal Dutch Shell Shs	8020	10364	1460.00	216.79	1240	60637.00	20.8	671	12.00	52117.62	1152.10878
Conocophillips	7560	8191	351	537	18.7	8046	51	214	17.10	12529.65	50675.1327
Qatar Energy	6210	3410	820	591	48	3624.65	19	549	40.00	29271.54	55770.9561
Total Energies	5817	14954	1466	127.19	390	32003	8	381	45.00	52331.80	675.938536
Eog Resources	5610	15736	461.3	42.33	14	7759	26	536	2.60	16467.03	3994.55934
Canadian Natural Resourc	5471.00	5619.00	933	59.18	1.7	12863	0.4	418	8.10	33305.30	5584.64498
Pioneer Natural Resource	5291	6754	351.964384	351.964384	2.8	990	0.98	310	1.70	12564.07	33213.8582
Bp	5278	13432	952	56.58	98	19714	14	254	12.80	33983.54	300.688752
Suncor Energy	4819	4113	638	0	1.2	9077	0.22	95	2.20	22774.69	0
Ecopetrol Sa	4254.38784	1582.96448	504	233.31	543	3785.31808	37	571	3.30	17991.29	22016.7881
Statoil Asa	3879	4148	922	155	202	6716	12	678	21.00	32912.63	14626.9005
Occidental Petroleum	3844	4238	0	751	1.8	13304	0.89	320	6.30	0.00	70869.6921
Oil & Natural Gas (India)	3606.369	3637.816	2170	216.8	486	5239.741	23	434	27.16	77462.49	20458.7873
Reliance Industries	2757.70	5052.44	224.30	6.62	12	710	0.43	300	2.01	8006.84	624.710202

Nota: CAPEX, OPEX, PRIMES, GAN, OILINC y GASINC se expresa en miles de millones de USD; OILPROD en miles de barriles diarios (mb/d); GASPROD se encuentra en miles de metros cúbicos diarios (Mm³/d); CO2PROD en toneladas métricas (ton/m); POZOS y EMPLEADOS en unidades.

Fuente: Elaboración propia con base en los reportes anuales (2022).

Tabla A 4. Inputs y outputs Petrobras 2014-2022.

DMU	Petrobras – Petroleo Bras-Pr		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	24164	11592	9848
OPEX	43140	52480	64740
OILPROD	1980	766.2	1742
GASPROD	39.64	420.19	2849
CO2PROD	1740	689	48
GANANC	21764	18421	35270
PRIMES	65	91	32
POZOS	2050	1845	1764
OILINC	31365.18	10518.1254	62184.174
GASINC	1938.734526	14283.2876	268851.868
EMPLEADOS	30.2	27.6	13

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de PETROBRAS (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://www.investidorpetrobras.com.br>.

Tabla A 5. Inputs y outputs PEMEX 2014-2022.

DMU	PEMEX		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	26990	11120	18740
OPEX	13110	10180	10120
OILPROD	2529	1857	1812
GASPROD	163.4	137.25	133.71
CO2PROD	48.4	36.5	79
GANANC	18042	9166	6680
PRIMES	75	43	87
POZOS	278	338	319
OILINC	40061.889	25492.2461	64682.964
GASINC	7991.65544	4665.46376	12617.8249
EMPLEADOS	142	117	98

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de PEMEX (2014, 2018 y 2022). Disponibles en

<https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>.

Tabla A 6. Inputs y outputs Gazprom PJSC 2014-2022.

DMU	Gazprom PJSC		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	10306.6	28734.4	31001.6
OPEX	6631.923	988992	148912.48
OILPROD	38.52054795	132.328767	366.32
GASPROD	175.909589	1366.30137	1412.60274
CO2PROD	234	256	246
GANANC	9919.479	23300.8	38580.8
PRIMES	54	43	28
POZOS	478	578	1489
OILINC	610.204	1816.563	13076.525
GASINC	8603.481172	46443.931	133303.224
EMPLEADOS	210	233	279

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Gazprom PJSC (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://www.gazprom.com/investors/>.

Tabla A 7. Inputs y outputs China Petroleum & Chemical 2014-2022.

DMU	China Petroleum & Chemical		
AÑO	2104	2018	2022
CAPEX	10962.8708	9878.24	13328
OPEX	35767.1671	32228.48	18269.92
OILPROD	320.188398	288.51	762
GASPROD	305.461352	275.24	96.9
CO2PROD	1343	1010	1534
GANANC	2896	1485.44	8640
PRIMES	11	13	23
POZOS	298	293	311
OILINC	5072.10441	3960.5643	27201.114
GASINC	14939.6688	9356.08194	9144.17199
EMPLEADOS	135	130.9	122.8

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de SINOPEC (2014, 2018 y 2022). Disponibles

en <http://www.sinopecgroup.com/group/en/>.

Tabla A 8. Inputs y outputs Occidental Petroleum 2014-2022.

DMU	Occidental Petroleum		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	2737	2208	3844
OPEX	4904	3197	4238
OILPROD	0	0	0
GASPROD	1700	2900	751
CO2PROD	2.2	1.8	1.8
GANANC	16391	13143	13304
PRIMES	3.39	1.53	0.89
POZOS	450	314	320
OILINC	0	0	0
GASINC	83144.518	98578.105	70869.6921
EMPLEADOS	6.7	5.1	6.3

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Occidental Petroleum (2014, 2018 y 2022),
Disponibles en <https://www.oxy.com/investors/>.

Tabla A 9. Inputs y outputs Novatek PJSC 2014-2022.

DMU	Novatek PJSC		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	3147	2606	10230
OPEX	3075.3	2003.85	2915.66
OILPROD	510	549	638
GASPROD	72	68.8	82.1
CO2PROD	4.36	6.05	1005
GANANC	2695.289	3656.544	8019.264
PRIMES	0.25	0.27	0.37
POZOS	535	612	643
OILINC	8078.91	7536.47985	22774.686
GASINC	3521.41488	2338.68056	7747.53891
EMPLEADOS	59	58	58

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Novatek PJSC (2014, 2018 y 2022).
Disponibles en <https://www.novatek.ru/en/investors/results/>.

Tabla A 10. Inputs y outputs Indian Oil 2014-2022.

DMU	Indian Oil		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	1880.672	4191.12576	9802
OPEX	4218	4555.44	6782
OILPROD	1670	1793	1759
GASPROD	245	450	679
CO2PROD	453	560	510
GANANC	1308.48	4502	5892
PRIMES	1.92	2.8	2.8
POZOS	790	890	896
OILINC	26454.47	24613.6765	62791.023
GASINC	11982.5923	15296.6025	64075.2609
EMPLEADOS	32.9	43.2	45

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Indian Oil (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://iocl.com/pages/AnnualReports>.

Tabla A 11. Inputs y outputs Lukoil Pjsc 2014-2022.

DMU	Lukoil Pjsc		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	11290	7236	8939
OPEX	7563	6743	8260.288
OILPROD	520.9	576.83	608.3724
GASPROD	68.32	65.3	79.4657534
CO2PROD	207	134	123
GANANC	6396	5294	7654
PRIMES	3	12	37
POZOS	786	543	676
OILINC	8251.5769	7918.52035	21717.0696
GASINC	3341.43145	2219.70699	7498.9527
EMPLEADOS	83	57	43

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Lukoil Pjsc (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.lukoil.com/InvestorAndShareholderCenter/FinancialReports>.

Tabla A 12. Inputs y outputs Qtar Energy 2014-2022.

DMU	Qatar Energy		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	4612	2920	6210
OPEX	3015.9	1719.9	3410
OILPROD	740	610	820
GASPROD	167	481	591
CO2PROD	234	48	48
GANANC	1539	1217.7	3624.65
PRIMES	2.8	0.89	19
POZOS	302	401	549
OILINC	11722.34	8373.8665	29271.54
GASINC	8167.72618	16350.3685	55770.9561
EMPLEADOS	20.2	18	40

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Qtar Energy (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.qatarenergy.qa/en/MediaCenter/Pages/PublicationsDetails.aspx?itemId=9>

Tabla A 13. Inputs y outputs Eni Spa 2014-2022.

DMU	Eni Spa		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	14643.2	7280.6	8448.3
OPEX	99630.7	69773.4	17231.55
OILPROD	908	1851	1610
GASPROD	121.3	76.71	60.52
CO2PROD	56	38	20.64
GANANC	9860.5	12803	18385.5
PRIMES	7	18	23
POZOS	186	230	377
OILINC	14383.628	25409.8802	57472.17
GASINC	5932.6059	2607.56084	5711.09689
EMPLEADOS	12.7	11.6	8.7

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Eni Spa (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.eni.com/en-IT/investors/our-reports/financial-results.html>

Tabla A 14. Inputs y outputs Conocophillips 2014-2022.

DMU	Conocophillips		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	17144	6800	7560
OPEX	16595	5872	8191
OILPROD	595	708	351
GASPROD	111.65	77.33	537
CO2PROD	44	34.9	18.7
GANANC	6689	2070	8046
PRIMES	12	9	51
POZOS	199	343	214
OILINC	9425.395	9719.1762	12529.647
GASINC	5460.638491	2628.63616	50675.1327
EMPLEADOS	19.1	17.5	17.1

Fuente: Elaboración propia (2024), revisión de los informes anuales de Conocophillips (2014, 2018 y 2022), disponibles en <https://www.eni.com/en-IT/investors/our-reports/financial-results.html>

Tabla A 15. Inputs y outputs Canadian Natural Resources 2014-2022.

DMU	Canadian Natural Resources		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	11744	4731	5471
OPEX	8756	4937	5619
OILPROD	531	821	933
GASPROD	44	43.83	59.18
CO2PROD	2.3	2.2	1.7
GANANC	3929	3263	12863
PRIMES	0.89	2.4	0.4
POZOS	254	310	418
OILINC	8411.571	11270.4007	33305.301
GASINC	2151.97576	1489.88908	5584.64498
EMPLEADOS	7.2	7.2	8.1

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Canadian Natural Resources (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.cnrl.com/>

Tabla A 16. Inputs y outputs Repsol Sa 2014-2022.

DMU	Repsol Sa		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	3866.48	1973	12790
OPEX	2521.44	2453	6902
OILPROD	355	261	1901
GASPROD	611.6	440	365
CO2PROD	19.3	1.5	70
GANANC	2192.32	1696	3392.48
PRIMES	23	1	2
POZOS	609	689	763
OILINC	5623.555	3582.91665	67859.997
GASINC	29912.46306	14956.678	34443.9915
EMPLEADOS	18	18	12

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Repsol Sa (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.repsol.com/es/accionistas-inversores/informacion-economica-financiera/informacion-anual/index.cshhtml>

Tabla A 17. Inputs y outputs Eog Resources 2014-2022.

DMU	Eog Resources		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	8632	6706	5610
OPEX	12793	12806	15736
OILPROD	288.9	399.9	461.3
GASPROD	38.31	38.68	42.33
CO2PROD	19	16	14
GANANC	2915	3419	7759
PRIMES	7.6	11	26
POZOS	909	763	536
OILINC	4576.4649	5489.68724	16467.0261
GASINC	1873.68617	1314.82797	3994.55934
EMPLEADOS	3	2.9	2.6

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Eog Resources (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://investors.eogresources.com/>

Tabla A 18. Inputs y outputs Pioneer Natural Resources Co 2014-2022.

DMU	Pioneer Natural Resources Co		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	6236	7345	5291
OPEX	3458	8164	6754
OILPROD	896.39	522.29863	351.964384
GASPROD	106.81	798.5	351.964384
CO2PROD	178	4.3	2.8
GANANC	1041	975	990
PRIMES	4.3	1.1	0.98
POZOS	232	701	310
OILINC	14199.71399	7169.93279	12564.0726
GASINC	5223.921157	27142.9713	33213.8582
EMPLEADOS	1.8	1.6	1.7

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Pioneer Natural Resources Co (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://corporate.pioneer.com/sustainability-and-reports/sustainability#Moreinformation>

Tabla A 19. Inputs y outputs Petrochina Co Co 2014-2022.

DMU	Petrochina Co		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	1243506.67	1391318.75	1415800
OPEX	34071.6	1484962.5	39996.16
OILPROD	672	2439	2482.8
GASPROD	265	279.86	362.68
CO2PROD	2134	3365	2720
GANANC	2361.75	11683.04	15280.32
PRIMES	160	220	195
POZOS	1328	1180	1010
OILINC	10645.152	33481.7383	88628.5116
GASINC	2332.03975	2629.31269	1927.42659
EMPLEADOS	272	260	230

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Petrochina Co (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.petrochina.com.cn/ptr/dqbg/dqbg.shtml>

Tabla A 20. Inputs y outputs Aramco 2014-2022.

DMU	Aramco		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	22277.16	26127.36	29643.03
OPEX	144034.74	144820.71	137980
OILPROD	9800	10021	11540
GASPROD	311	334	339
CO2PROD	1981	2903	2875
GANANC	154984.32	215006.67	294954.75
PRIMES	123	51	45
POZOS	1897	2189	2654
OILINC	155241.8	137564.781	411943.38
GASINC	15210.55594	11353.4783	31990.4469
EMPLEADOS	62	57	59

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Aramco (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.aramco.com/en/investors/annual-report/downloads>

Tabla A 21. Inputs y outputs Exxon Mobil 2014-2022.

DMU	Exxon Mobil		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	32727	16695	10043
OPEX	31160	38000	1025
OILPROD	2111	2266	1388
GASPROD	315	266.32	234.88
CO2PROD	585	520	510
GANANC	27548	14079	39418
PRIMES	80	57	20.4
POZOS	530	521	581
OILINC	33440.351	31106.8549	49547.436
GASINC	2772.04725	2502.10303	1248.24627
EMPLEADOS	23	22	25

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Exxon Mobil (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://corporate.exxonmobil.com/sustainability-and-reports>

Tabla A 22. Inputs y outputs Ecopetrol Sa 2014-2022.

DMU	Ecopetrol Sa		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	5120.98028	2707.33632	4254.38784
OPEX	3779.88	1469.5824	1582.96448
OILPROD	1695	720	504
GASPROD	214.67	201.7	233.31
CO2PROD	480	697	543
GANANC	3263.81946	3642.04352	3785.31808
PRIMES	18	34	37
POZOS	584	612	571
OILINC	26850.495	9883.908	17991.288
GASINC	10499.19628	6856.27717	22016.7881
EMPLEADOS	2.6	3.2	3.3

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Ecopetrol Sa (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/Inversionistas/informeannual

Tabla A 23. Inputs y outputs Chevron 2014-2022.

DMU	Chevron		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	42082	17657	15340
OPEX	31640	6975	8508
OILPROD	1732	1782	1440
GASPROD	144.42	195.07	217.38
CO2PROD	730	617	592
GANANC	26730	3290	30284
PRIMES	75	53	12.98
POZOS	1049	952	1200
OILINC	27436.612	24462.6723	51403.68
GASINC	1270.91766	1832.70216	1155.24427
EMPLEADOS	15	13	10

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Chevron (2014, 2018 y 2022). Disponibles en

https://www.chevron.com/investors/reports-and-filings#mod_2b2c4387

Tabla A 24. Inputs y outputs Oil & Natural Gas (India) 2014-2022.

DMU	Oil & Natural Gas (India)		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	5195.12	4417.47	3606.369
OPEX	4390.4	7939.504	3637.816
OILPROD	212.724	2543	2170
GASPROD	2485	246.1	216.8
CO2PROD	569	450	486
GANANC	3535.168	4007.37	5239.741
PRIMES	12	28	23
POZOS	389	503	434
OILINC	3369.760884	34909.414	77462.49
GASINC	121537.7219	8365.54195	20458.7873
EMPLEADOS	33.18	34	27.16

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Oil & Natural Gas (India) (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://ongcindia.com/web/eng/investors/annual-reports>

Tabla A 25. Inputs y outputs Royal Dutch Shell Shs 2014-2022.

DMU	Royal Dutch Shell Shs		
AÑO	2014	2018	2022
CAPEX	47507	12157	8020
OPEX	14501	39316	10364
OILPROD	1863	1810	1460
GASPROD	276	222.15	216.79
CO2PROD	1920	1731	1240
GANANC	15841	6490	60637
PRIMES	24	21	20.8
POZOS	664	625	671
OILINC	29511.783	24847.0465	52117.62
GASINC	2428.8414	2087.12147	1152.10878
EMPLEADOS	17	15	12

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Royal Dutch Shell Shs (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://reports.shell.com/annual-report/2023/services/downloads.html>

Tabla A 26. Inputs y outputs Rosneft Oil Co Pjsc 2014-2022.

DMU	Rosneft Oil Co Pjsc		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	87404.579	14976	17833
OPEX	65800.8057	29462.2324	23081.2299
OILPROD	1558	1627.388	1463.802
GASPROD	155.3424658	169.589041	177.260274
CO2PROD	870	610	243
GANANC	10150	8784	16192
PRIMES	23	30	32
POZOS	1402	1230	1290
OILINC	24680.278	22340.2129	52253.34
GASINC	7597.5732	5764.747	16727.538
EMPLEADOS	155	230	217

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Rosneft Oil Co Pjsc (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en www.rosneft.com/Investors/Reports_and_presentations/

Tabla A 27. Inputs y outputs Total Energies 2014-2022.

DMU	Total Energies		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	23223	8664	5817
OPEX	26235	7113	14954
OILPROD	1077	1566	1466
GASPROD	176.1	188.65	127.19
CO2PROD	410	400	390
GANANC	17756	2800	32003
PRIMES	48	8	8
POZOS	720	680	381
OILINC	17060.757	21497.4999	52331.802
GASINC	1549.70642	1772.38562	675.938536
EMPLEADOS	54	28	45

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Total Energies (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://totalenergies.com/investors/reports>

Tabla A 28. Inputs y outputs Statoil Asa 2014-2022.

DMU	Statoil Asa		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	8790	9900	3879
OPEX	11657	9528	4148
OILPROD	1130	999	922
GASPROD	123	135	155
CO2PROD	1200	1077	202
GANANC	3887	7538	6716
PRIMES	11	8	12
POZOS	567	639	678
OILINC	17900.33	13713.9224	32912.634
GASINC	6015.75042	4588.98075	14626.9005
EMPLEADOS	18	17	21

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Statoil Asa (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.equinor.com/investors/2023-annual-report>

Tabla A 29. Inputs y outputs Reliance Industries 2014-2022.

DMU	Reliance Industries		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	2341	2294.18	2757.698
OPEX	4289	4203.22	5052.442
OILPROD	123	151.29	224.3
GASPROD	4.44	5.4612	6.62
CO2PROD	380	467.4	12
GANANC	7.6	9.348	710
PRIMES	0.12	0.1476	0.43
POZOS	39	48	300
OILINC	1948.443	2076.85617	8006.8371
GASINC	217.153918	185.639568	624.710202
EMPLEADOS	2.9	2.4	2.01

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Reliance Industries (2014, 2018 y 2022). Disponibles en <https://www.ril.com/investors/financial-reporting/online-annual-report>

Tabla A 30. Inputs y outputs British Petroleum 2014-2022.

DMU	Bp		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	19772	16707	5278
OPEX	33535	24541	13432
OILPROD	1823	1172	952
GASPROD	201.0496	208.8	56.58
CO2PROD	102.7	104.4	98
GANANC	3780	9578	19714
PRIMES	17	12	14
POZOS	567	484	254
OILINC	28878.143	16088.8058	33983.544
GASINC	1769.266637	1961.69688	300.688752
EMPLEADOS	24.4	16.9	12.8

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de British Petroleum (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-reporting-and-presentations/annual-report>

Tabla A 31. Inputs y outputs Suncor Energy 2014-2022.

DMU	Suncor Energy		
	2014	2018	2022
AÑO			
CAPEX	3200	5280	4819
OPEX	2400	3820	4113
OILPROD	113	732	638
GASPROD	4	0	0
CO2PROD	9.8	1.3	1.2
GANANC	857	4300	9077
PRIMES	0.37	0.24	0.22
POZOS	154	79	95
OILINC	1790.033	10048.6398	22774.686
GASINC	195.63416	0	0
EMPLEADOS	2.8	2.1	2.2

Fuente: Elaboración propia con base en los informes anuales de Suncor Energy (2014, 2018 y 2022).

Disponibles en <https://www.suncor.com/en-ca/investors/financial-reports-and-guidance>

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales	
Título del trabajo	LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL, 2014-2022	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Juan José Ortiz Villegas	j.jose.ortiz.v@gmail.com
Director	Dr. José Cesar Lenin Navarro Chávez	cesar.navarro@umich.mx
Codirector		
Coordinador del programa	Dr. Mario Gómez Aguirre	doc.cs.negocios.internacionales@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	no	
Traducción al español	no	
Traducción a otra lengua	no	
Revisión y corrección de estilo	no	

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Análisis de datos	no	
Búsqueda y organización de información	no	
Formateo de las referencias bibliográficas	no	
Generación de contenido multimedia	no	
Otro	no	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Juan José Ortíz Villegas 
Lugar y fecha	Morelia, Mich. a 27 de Mayo de 2025

Juan José Ortíz Villegas

LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL, 2014-20...

 Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:462631409

Fecha de entrega

27 may 2025, 12:25 p.m. GMT-6

Fecha de descarga

27 may 2025, 12:30 p.m. GMT-6

Nombre de archivo

LA EFICIENCIA ECONÓMICA SUSTENTABLE DEL SECTOR UPSTREAM DE LA INDUSTRIA PETROLERApdf

Tamaño de archivo

4.7 MB

320 Páginas

88.172 Palabras

473.171 Caracteres

38% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

Top Sources

- 37%  Internet sources
- 10%  Publications
- 0%  Submitted works (Student Papers)

Integrity Flags

0 Integrity Flags for Review

No suspicious text manipulations found.

Our system's algorithms look deeply at a document for any inconsistencies that would set it apart from a normal submission. If we notice something strange, we flag it for you to review.

A Flag is not necessarily an indicator of a problem. However, we'd recommend you focus your attention there for further review.