

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIRECCIÓN DE INTELIGENCIA ENERGÉTICA
SUBDIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN

“Origen del gas natural que importa CFE: en la
cadena de valor”

Elaborado por: Lic. José Antonio Munguía Xelano

Revisado por: Dra. Dacsina Peto Vonduben

Fecha de inicio de elaboración de la investigación: Septiembre 2019

Fecha de término de la investigación: Marzo 2020



Sobre la responsabilidad intelectual del documento

"Los materiales visuales y la serie de Documentos de Análisis e Investigación presentados de manera pública en el presente trabajo de CF Energía S.A., empresa filial de Comisión Federal de Electricidad (CFE), son producto de investigaciones realizadas por personal que labora en la Subdirección de Investigación de la Dirección de Inteligencia Energética de CF Energía, con la finalidad de garantizar la libre expresión para el intercambio y debate de ideas. El contenido y los hallazgos, así como interpretaciones y conclusiones que de ellos se derivan, son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente las de CF Energía; de tal forma, CF Energía no garantiza la exactitud de los datos incluidos en los trabajos de investigación. Los límites, colores, denominaciones y otra información que se muestra en cualquier mapa, gráfica, tabla o material visual utilizados en los materiales y documentos no implican ningún juicio político o legal por parte de CF Energía".

Agradecimientos

La elaboración de esta investigación no hubiera sido posible sin el apoyo de nuestra empresa CFENERGÍA —filial de la CFE— al confiar en el profesionalismo de los investigadores de la Subdirección de Investigación, y permitirnos ejercer nuestro trabajo intelectual de forma libre, crítica y responsable. Además, damos las gracias por brindarnos los recursos materiales, económicos, y un ambiente multidisciplinar, en términos académicos, y de temporalidad apropiados para la realización de este proyecto. A su vez, agradecemos a la Dirección de Inteligencia Energética por el respaldo y acompañamiento que proporcionó al presente trabajo durante el periodo de su elaboración y publicación.

Confiamos en que los argumentos expuestos en la presente investigación sean de utilidad para la empresa en su proyecto de contribuir, desde diversos frentes, a la recuperación de la seguridad y la soberanía energética de México.

Índice

Introducción	1
1. Caracterización de las empresas petroleras	4
1.1. Las Mayores (EPI's).....	6
1.1.1. Exxon Mobil	10
1.1.2. BP.....	12
1.1.3. Eni	13
1.1.4. ConocoPhillips	15
1.1.5. Chevron	16
1.1.6. Shell.....	18
1.1.7. Total	19
Notas comparativas	20
1.2. Productores por cuenca de Estados Unidos.....	25
1.2.1. Extracción en Estados Unidos.....	27
1.2.2. Cuenca Permian	30
1.2.2.1. Principal infraestructura para transporte de hidrocarburos desde la Cuenca Permian	34
1.2.3. Cuenca Eagle Ford.....	41
1.2.4. Appalachia (Marcellus).....	44
1.2.5. Cuenca Barnett	45
1.2.6. Cuenca Haynesville.....	46
1.2.7. Notas sobre la explotación de las Cuencas.....	48
2. La producción gasífera de EU y las importaciones de gas natural de México, mediante gasoductos.....	49
2.1. Comercialización.....	58
2.2. CFenergía y CFE Internacional.	59
2.3. Relación comercial entre CFEi, CFEn y comercializadores estadounidenses*	62
2.4. Crítica de la función de CFenergía y CFE Internacional.....	65
3. Distribución de GN al interior de nuestro país.....	68
3.1. Gasoductos en EUA hacia los puntos de internación.....	71
3.2. Puntos de internación	72
3.3. Gasoductos de conexión para la distribución al interior de México	75
3.3.1. Circulación del gas natural para consumo interno en México	77
3.3.2. Gasoductos privados	81

3.3.3. Red Nacional de gasoductos operados por CENAGAS	87
Conclusiones	90
ANEXO	95
Bibliografía	101

Introducción

La administración gubernamental del presidente Andrés Manuel López Obrador ha encontrado grandes y verdaderos problemas debido a la serie de medidas y reformas legislativas implementadas desde gobiernos anteriores, específicamente en materia energética. Si bien la demanda energética tiene sus bases en la electricidad y en el suministro de combustibles, la oferta que la cubra solo será posible en la medida en que las dos empresas nacionales de energía: Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, sean productivas, por eso el gobierno actual se plantea “el rescate de Pemex y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional [...] Ambas empresas recibirán recursos extraordinarios para la modernización de sus respectivas infraestructuras” (DOF, 2019).

Los combustibles y la electricidad son productos de recursos, principalmente, hidrocarburos. Pero el problema radica en que durante el periodo neoliberal se dismanteló la industria energética en su conjunto, fuese mediante la poca inversión para actualizar los procesos productivos y renovar la tecnología para los procesos de exploración y producción de petróleo y gas natural, o también por serie de reformas constitucionales que permitieron la participación de empresas de capital privado en distintos segmentos del proceso productivo del sector energético, antes exclusividad de las empresas paraestatales.

Con Carlos Salinas de Gortari, mediante las reformas al artículo 27 constitucional y a la modificación a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica comenzaría la fragmentación de la industria energética nacional, mientras que Pemex sería desmembrada en sus procesos de exploración y producción, transporte, refinación y comercialización. De ahí en adelante los gobiernos federales contribuyeron a ese plan privatizador y de entrega de los recursos de la nación a empresas privadas. Con la reforma energética de 2013, acaeció la fragmentación de la industria eléctrica nacional mexicana. Lo equivalente a Pemex sucedió en CFE. Por ejemplo, se implementó un régimen de contratos, el cual permitió que empresas particulares entren a la generación y distribución de energía eléctrica en nuestro país.

El abandono de las empresas paraestatales fue un proceso paulatino durante la implementación de reformas a la Constitución Política, que permitieron, por un lado, la ineficiencia productiva frente a la demanda constante y creciente, y por otro lado la

fragmentación de su estructura, tanto originaria como orgánica. Los gobiernos del periodo neoliberal llevaron a la práctica una serie de medidas y reformas para la apertura de la industria energética a los mercados de hidrocarburos internacionales. Se creyó que el mercado -fundamentalmente estadounidense- abastecería combustibles y electricidad a precios bajos, a la par que la participación, organización y dirección del gobierno en las empresas estratégicas de nuestro país, para las necesidades de la nación, fue minimizada.

Por otro lado, en el contexto internacional, en donde la política librecambista domina las relaciones comerciales, los gobiernos del periodo neoliberal se plantearon como necesidad la modernización de la economía nacional. Este proceso llevaría consigo la venta de empresas paraestatales, al cual sobrevivirían PEMEX y CFE, aunque con latencia para la apertura comercial en espera de un gobierno similar a los anteriores a esta administración.

Actualmente las reservas probadas y probables (2P) las concentran las empresas nacionales de petróleo (NOC's), como Pemex, junto con las empresas internacionales de petróleo (INOC's), las cuales son muy parecidas a las NOC's pero tienen participación fuera de su país de origen (IEA, 2020); tales reservas generan expectativas entre las empresas petroleras integradas (EPI) que, en varios casos, ya operan en conjunto con alguna NOC. Aun cuando la producción de las NOC no sea la mayor entre los tipos de empresas petroleras, su participación es determinante en el suministro futuro de petróleo y gas natural.

México, que no produce la cantidad que consume de combustibles y gas natural, tiene que comprar estas mercancías fuera de su propio territorio aun cuando Pemex es el 10° lugar en producción mundial y el 22° en reservas de crudo y condensados en el mundo (PEMEX, 2019). Ante esta situación, el petróleo se exporta y se importan gasolinas. Con relación al gas natural, la producción nacional no da abasto para el consumo, razón por la que se importa desde Estados Unidos en donde la producción de petróleo y gas natural por el método no convencional de *fracking* colocó al vecino norteamericano como el principal productor de ambos

hidrocarburos.

En 2018, las importaciones de gas representaron el 88% del consumo nacional sin tomar en cuenta el consumo de PEMEX, que, al considerarlo, el porcentaje se estima entonces en 67%; de cualquier forma, del total de importaciones de gas natural, más del 90%

proviene de Estados Unidos de América (CNH, 2019). De esta manera México es el país a nivel mundial que más depende de la producción de gas natural de un solo país; también sucede lo mismo en cuando a la dependencia de gas natural para la generación de electricidad cercano al 59% (BP, 2019), aunque la Comisión Nacional de Hidrocarburos registra un 54% (CNH, 2019).

Por esta dependencia tan grande que tiene nuestro país con relación al gas natural estadounidense es que en la presente investigación se analiza el origen geográfico y las empresas que participan en los distintos procesos productivos y de circulación, necesarios para el consumo nacional. Esta dependencia de nuestro país es parte del plan estratégico de soberanía energética de Estados Unidos de América, que aun cuando no tiene una empresa nacional de petróleo y gas, el interés para garantizar energía que la industria, el comercio, el transporte y las viviendas reclaman para satisfacer su demanda. De paso, esta demanda es resuelta por la producción de las empresas petroleras privadas, ya sean independientes o las mayores, como industria funciona perfectamente.

La investigación desde esta filial comercializadora de CFE tiene como objetivo hacer de conocimiento público la procedencia comercial del gas natural, fuente primaria de energía que actualmente ocupa el segundo lugar en generación eléctrica a nivel mundial, que por la situación geográfica México tiene acceso al gas natural de menor costo. Es necesario mencionar que este gas tiene finitud, y cuando comience a bajar la productividad de las cuencas, Estados Unidos garantizaría, primeramente, su demanda nacional. El método de *fracking* impulsa una reducción en los costos, pero para su consumo requiere una infraestructura; esto implica contratos o convenios de nuestro país con las empresas privadas estadounidenses, por tal motivo es tema resulta también, de interés nacional por el futuro del consumo energético en nuestro país.

1. Caracterización de las empresas petroleras

El presente documento reúne una investigación que se centra en conocer la proveniencia del gas natural que consume la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Como es bien sabido Texas es el principal estado que surte a México, sin embargo, es necesario conocer cuál y en qué medida es la participación de empresas en los distintos segmentos de la cadena de valor: producción y circulación necesaria para que la mercancía gas natural llegue a territorio nacional. En el caso del gas natural, el transporte y la distribución no siempre van juntos, es decir, no son las mismas empresas los que se encargan de estos procesos, aunque si pueden ser los mismos capitales financieros.¹ Por tal motivo se describen qué empresas y cómo participan en Estados Unidos, principalmente las mayores petroleras; posteriormente se describe la participación de petroleras “independientes” en Estados Unidos, en su función como operadores, puesto que el arrendamiento del territorio medido en acres es generalmente por “las mayores”. Una vez conociendo a los productores por cuenca petrolífera / gasífera y a los operadores, resulta necesario conocer quién(es) está(n) a cargo de la comercialización mediante transporte y la internación a México.

Este seguimiento para conocer los vínculos que las empresas “independientes” sostienen con las grandes petroleras está basado en el proceso de producción y su circulación, por lo tanto, no se centra en ni en la inversión ni en la capitalización en los mercados financieros. Las empresas en el sector petrolero son clasificadas por Alfonso Colombano de la siguiente manera (Colombano, 2015):

- Empresas petroleras Nacionales (EPN) o *National Oil Company* (NOC). Son las mayores participantes en el mercado mundial en términos de la reserva y producción de hidrocarburos. Aunque algunas de éstas cotizan en la bolsa de valores no significa que todas lo hagan, de hecho, las NOC generalmente no cotizan en la bolsa de valores,² son empresas totalmente controladas por los gobiernos que no permiten participación privada; son de las empresas más grandes del mundo debido a que

¹ JP Morgan sostiene una alta inversión en capitales petroleros que dominan el mercado mundial, es el proveedor de capital financiero a las grandes petroleras. Para más información ver el documento “Capitales privados en la revolución técnica de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos”

² Las empresas que si cotizan en la bolsa permiten a inversores comprar o vender acciones de forma individual a través de *American Depositary Receipts* (ADR) o de *Global Depositary Receipt* (GDR). *Statoil*, *Petrobras* y *Petrochina* ejemplifican estas empresas.

tienen operaciones en *upstream*, *Midstream* y *downstream*. Ejemplo de ellas son PDVSA, PEMEX, Qatar Petroleum, Saudi Aramco.

- Empresas Independientes de Refinación (EIR). Empresas *downstream*, son aquellas empresas que principalmente sus mayores ingresos, flujos y ganancias provienen de este sector. *Marathon Petroleum* y *Phillips 66*, se separaron en 2010 y 2012, respectivamente de sus matrices.
- Empresas *Midstream* (EM). Se dedican a la recolección, procesamiento y transporte de gas natural, petróleo y fraccionamiento de líquidos de gas natural. En Estados Unidos, tales empresas se establecen como sociedades *Master Limited Partnership* para una ventaja fiscal que permite reducir la tributación.
- Empresas de Servicios Petroleros (ESP). Son empresas dedicadas a la renta de equipo y servicios a otras empresas que operan en cualquiera de los tres sectores de la industria, lugar en donde no tienen participación ni activos. Por ejemplo, *Schlumberger*, *Halliburton*, *Transocean*, *Baker Hughes*, *Enverus*, entre otras.
- Empresas Petroleras Integradas (EPI). Son aquellas que se asocian con la industria del gas y petróleo; tienen actividad en *upstream*, *Midstream* y *downstream* en todo el mundo. Por ejemplo, *Exxon Mobil*, *Shell*, *BP* y *Total*.
- Empresas Independientes de Exploración y Producción (EIEP). Son empresas que participan principalmente en el sector *upstream*. Por ejemplo, *Conoco Phillips*.

Estas dos últimas categorizaciones, Empresas Petroleras Integradas (EPI's) o *mayores* y las Empresas Independientes de Exploración y Producción (EIEP) o *independientes* serán analizadas en el siguiente apartado.

Aquí es pertinente mencionar la existencia de las empresas petroleras internacionales llamadas INOC's. Las INOC son similares a los NOC en términos de administración y propiedad, pero tienen grandes inversiones en el sector *upstream* fuera del país de origen, generalmente en asociación con NOC anfitriones o empresas privadas. Los INOC's incluyen grandes actores en los mercados mundiales de gas. Para el petróleo, en la mayoría de los casos, la producción de INOC's se vende en el mercado internacional ya sea por los brazos de comercialización de las empresas o por el NOC asociado. Son a menudo, dominantes en el sector de refinación de su país de origen. Las compañías en esta categoría incluyen a

Equinor, la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC), *Gazprom*, *Sinopec*, la Corporación Nacional de Petróleo Offshore de China (CNOOC), *Petronas*, la Corporación de Petróleo y Gas Natural de la India (ONGC) y el PTTEP de Tailandia (IEA, 2020).

1.1. Las Mayores (EPI's)

Si seguimos la descripción que hace Colombano también se pueden llamar *Empresas de Petróleo Integradas (EPI)*; en Estados Unidos no existe empresa nacional de gas y petróleo, pero su política de seguridad nacional considera a las empresas privadas como sujetos de derecho para garantizar la estabilidad en la producción futura de hidrocarburos. De modo que, son consideradas para la seguridad energética como prioritarias. Tan solo estas empresas representan el 12% de las reservas de petróleo y gas, el 15% de la producción y el 10% de las emisiones de efecto invernadero estimadas de las operaciones de la industria petrolera (IEA, 2020).

En general, quien controla los hidrocarburos, pero particularmente el gas y petróleo, por la capacidad y desarrollo tecnológico de la industria mundial-, controla la producción en su conjunto. Esto se explica porque las fuentes de energía primaria que de las cuencas petrolíferas emanan tienen una mayor infraestructura para su procesamiento y utilización en la industria y transporte; aun con la existencia, incorporación y utilización de otras formas de energía -cómo las renovables-. De tal manera que garantizar recursos hidrocarburos es prioridad de los países desarrollados; desde 1998 la actividad *upstream*,³ -exploración y producción (E&P)-, por métodos no convencionales en Estados Unidos de América ha intensificado la cuantía de crudo, gas natural, y otros productos derivados, que le ha permitido un control comercial y productivo, en específico ser hoy principal productor de petróleo y gas natural en el mundo, compitiendo con países petroleros como Arabia Saudita, Rusia, Irán, entre otros, que cuentan con empresas nacionales *NOC's* o las empresas con las mayores reservas probadas.

Estados Unidos dispone hoy del segundo yacimiento petrolero más grande del planeta hasta 2018, la cuenca *Permian*, sólo después de *Ghawar* (McLean, 2018), explotado por

³ Es el sector más grande y que rinde mayores ganancias de la industria petrolera, en el cual se destina un nivel de gastos de capital constantes más alto. La actividad de este sector se desarrolla en la exploración para hallar y desarrollar la producción petrolera y de gas natural.

métodos no convencionales, mediante la fracturación hidráulica, léase *fracking*.⁴ Se trata de la cuenca *Permian*, misma de la cual proceden gran parte de las importaciones que CFEnergía sostiene, a través de CFE internacional, para proveer a la industria eléctrica nacional.

En la industria petrolera tenemos tres grandes actores a nivel internacional que determinan en su conjunto la compra de hidrocarburos de nuestro país por su posición geográfica, en los mercados y por la oferta: la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en la que confluyen países cuya producción está dirigida en su mayoría por *NOCs*, es decir empresas paraestatales; las mayores petroleras privadas transnacionales y; los perforadores independientes por *fracking* en EUA. La Agencia Internacional de Energía (IEA, *International Energy Agency*, - por sus siglas en inglés) en su reporte *World Energy Outlook 2019*, refiere que la producción ascendente de Estados Unidos “*reduce la participación de los países de la OPEP y Rusia en la producción total de petróleo. Esta participación cae al 47% en 2030, desde el 55% que produjo para mediados de la década de 2000*” (IEA, 2019).

En el reporte 2019 de BP, muestra que en 2018 en el mundo se produjeron 94.71 millones de barriles de petróleo por día (mmbpd); la OPEP por su cuenta produjo 39.39 mmbpd equivalente a 41.59% de la producción total diaria en ese año, Estados Unidos hizo lo propio con 15.31 mmbpd equivalente a 16.17%, Rusia 11.43 mmbpd, es decir, un 12.07%, China 3.79 mmbpd equivalente al 4%, México produjo 2.06 mmbpd equivalente a 2.17% (BP, 2019).⁵

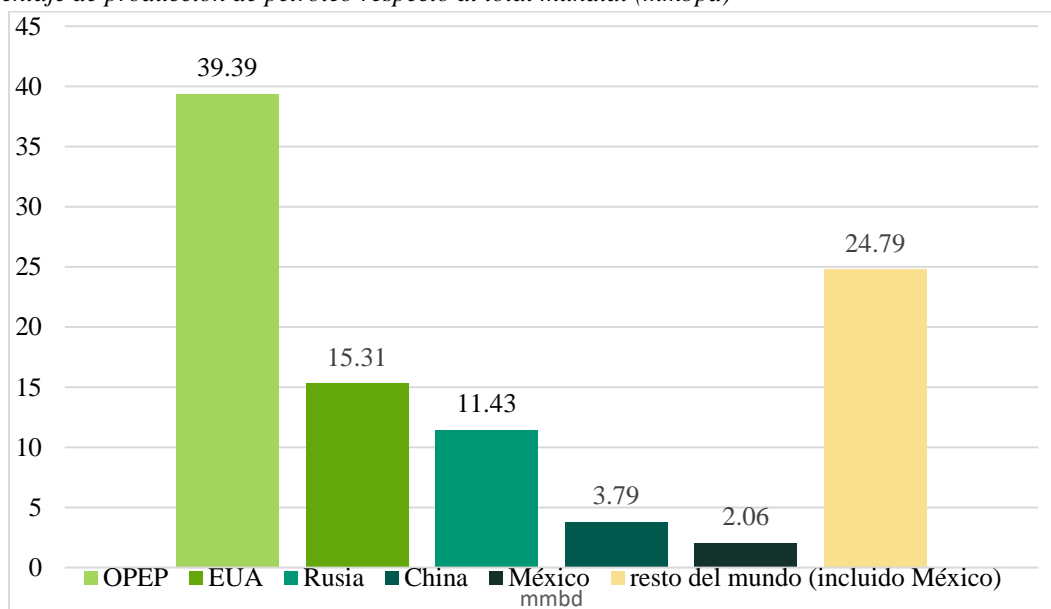
En la siguiente gráfica (1) se puede observar tal comparación entre los países que conforman la OPEP con respecto a Estados Unidos, Rusia, China, México y el resto del mundo (incluido México), que demuestra la cantidad enorme que produce solamente Estados Unidos.

⁴Para una explicación detallada sobre la tecnología del *fracking*, consulte la investigación de la Subdirección de Investigación y Análisis Estratégico. (2020). Caracterización de la Fracturación Hidráulica. Aspectos Históricos, Geográficos y Geológicos.

⁵ La información contenida en el informe de BP statistics review 2019 no dista mucho de las proporciones citadas de la información de la IEA.

Gráfica 1.

Porcentaje de producción de petróleo respecto al total mundial (mmbpd)*



* Mmbd: millones de barriles diarios.

Fuente: Elaboración propia con datos de BP statistics Review, 2019.

Estados Unidos de América es el mayor productor de petróleo y gas natural desde 2018 cuando su producción petrolera alcanzaría 15,311 mbd cantidad equivalente a 16.16% del total mundial y 831.8 billones⁶ (mil millones) de metros cúbicos anuales equivalentes al 21.5% del total mundial (BP, 2019), por *fracking*.⁷ Por si sólo Estados Unidos oferta aproximadamente el 40% del petróleo producido por todos los países de la OPEP juntos; situación que contrarresta el poder que la OPEP tiene para influir en los precios y oferta del crudo. Dentro de esta Organización de Países Exportadores de Petróleo se encuentran aliados políticos de Estados Unidos, geográficamente distribuidos, como Arabia Saudita que produjo el 12.97% de petróleo total en 2018, situación que puede ser compensada por Rusia con una producción de 12.02% del total mundial en el mismo año.

Hasta ahora la OPEP está conformada por 15 países: siete de Medio Oriente, seis de África y dos de América del Sur (Venezuela y Ecuador, este último anunció su retiro de tal

⁶ Mil millones en el sistema largo de medición.

⁷ Para un análisis detallado acerca de la técnica del *fracking* revise el trabajo: Subdirección de Investigación y Análisis Estratégico. (2019). *Fracking* una opción energética o un atentado contra el Medio ambiente.

organización para finales de 2019⁸); EUA ha sancionado a Irán y a Venezuela, lo que permite colocar su petróleo y el de Arabia Saudita en ambos lados del mundo, e igualmente no depender en occidente de la producción oriental.

Desde diciembre de 2018 la OPEP se reunió para discutir la reducción a la producción petrolera con miras a incidir en la organización de la oferta del crudo. En 2018 los miembros de la OPEP y sus diez aliados, liderados por Rusia, aprobaron en bloque la reducción de la oferta petrolera global durante los próximos nueve meses para mantener más alto el precio del barril de crudo (News, 2019); en la reunión anterior comprendida entre el 4 y 6 de diciembre del año 2019, los miembros de la OPEP y sus aliados concluyeron en Viena la reducción de 372 mil barriles diarios (mbd) y 131 mbd, respectivamente, comprometiéndose en su conjunto a una reducción de medio millón de barriles por día durante el primer trimestre de 2020 (Sputnik, 2019). Tal planteamiento preocupa a Estados Unidos por el mayor riesgo que contraería debido a la cantidad de petróleo y gas natural que produce. Este objetivo, que comparte con Arabia Saudita, provocó que en los últimos años ambos países hayan estrechado sus relaciones.

La producción estadounidense está compuesta por dos tipos de empresas, las independientes y las mayores, que se despliegan por casi todo su territorio. Pero también, estas últimas, las empresas integradas de petróleo tienen participación en otras latitudes, llegando en algunas ocasiones a tener acciones y participación productiva en ambos hemisferios del planeta. A continuación, se analiza a *Exxon Mobil*, *Shell*, *Chevron*, *BP*, *Total*, *Eni* y *Conoco Phillips*, por el papel económico y productivo que tienen en el mundo en general y en Estados Unidos en particular. Estas petroleras son conocidas como las “Mayores”, y son las principales que invierten en el sector *upstream* en occidente. Según la AIE en su *World Energy Investment 2019*, la proyección que tienen es de reducción para las petroleras independientes, mientras que las mayores incrementen en *upstream*, “*Exxon y Chevron han hecho de la Cuenca Permian una pieza central de sus estrategias, mientras que Shell y BP están aumentando sus posiciones. Esto les dará a las mayores un papel mucho mayor en el suministro de los Estados Unidos y podría alentar una mayor consolidación en*

⁸ El gobierno de Lenin Moreno planteó la necesidad de incrementar la producción petrolera para tener un excedente del petróleo y así contrarrestar el paquete de medidas estructurales que plantean menos gasto público en su economía.

el sector.” (IEA, 2019). El año 2019 sería el primero en que las grandes compañías dominarían el crecimiento de la inversión en activos para esquisto o gas *Shale* por *fracking*.

1.1.1. Exxon Mobil

Exxon Mobil ocupó en 2019 el 8° lugar de las empresas globales con mayores ingresos y el 2° lugar en las empresas estadounidenses según la *Revista Fortune*.⁹ La empresa se ha beneficiado por los precios bajos del petróleo estadounidense pues al participar en los tres sectores de la industria petrolera, ha desarrollado tres grandes vertientes que igualmente ha perfeccionado, se trata de sus sectores *Upstream*, *Downstream* y la Petroquímica.¹⁰ Tiene presencia en el sector *upstream* en 41 países, mientras que en el sector *downstream* refina, mezcla y comercializa combustibles y lubricantes, con participación en 25 países; en el sector de *petroquímica* tiene instalaciones de fabricación de productos derivados del petróleo y lubricantes terminados en 16 países; de tal forma que su participación mundial alcanza los seis continentes (Fortune500, 2019). De modo que nos encontramos ante una empresa de carácter global por las dimensiones económicas y geográficas de sus operaciones, las cuales se concentran alrededor del petróleo, mercancía fundamental para la reproducción capitalista mundial.

La producción neta en 2018 que tiene en Estados Unidos es de más de 550 mil barriles de líquidos por día que equivalen a casi el 3.6% del total, mientras que los 2,266 mbpd en todo el mundo, es proporcional a casi el 14.8% de lo que Estados Unidos produjo en 2018. En cuanto al gas natural que produce en Estados Unidos que son aproximadamente 2.5 billones de pies cúbicos diarios por día (ExxonMobil, 2018), equivalen a 3.10% de la producción total diaria. Tan solo en la cuenca de *Bakken* la producción en 2018 fue de 80 mil barriles de líquidos por día y más de 105 millones de pies cúbicos por día de gas natural, mientras que en la cuenca *Permian* fue de 172 mil barriles de líquidos por día y más de 227 millones de pies cúbicos por día de gas natural. En general, lo extraído en la cuenca *Permian*

⁹ Para ver la posición a nivel global ver: <https://fortune.com/global500/2019/exxon-mobil/> .Mientras que para ver la posición de las empresas en Estados Unidos ver: <https://fortune.com/fortune500/2018/exxon-mobil/>

¹⁰ Aunque conceptualmente la petroquímica se encuentra entre las actividades del *Downstream*, de acuerdo con Alfonso Colombano que cada empresa define las actividades que realiza como parte de su *midstream* y de su *downstream*, situación que lleva a una generalización de las actividades por sector pero que cada empresa puede incluir actividades de otro sector, para sus propios beneficios e intereses.

es transportado a las instalaciones de *Baytown*, *Beaumont* y *Baton Rouge* para su refinación y petroquímica, además se manda a Mont Belvieu para su procesamiento químico.

En su reporte anual 2018,¹¹ se presenta como el operador más grande de la cuenca *Permian* con 44 plataformas, en la que mantiene 1.8 millones de acres netos¹² en *Delaware* y *Midland*, y la Plataforma de la Cuenca Central, a finales de 2018: la superficie tiene un estimado de 9.7 mil millones barriles de petróleo recuperable y está compuesto por al menos 14 zonas de explotación no convencional altamente productivas. La producción neta en esta cuenca promedió 172 mil barriles de líquidos por día y 227 millones de pies cúbicos de gas natural por día en 2018. Para 2024, tiene proyectado que la producción exceda 1 millón de barriles netos equivalentes de petróleo por día (ExxonMobil, 2018).

Exxon Mobil tiene reservas de petróleo y gas natural aproximadamente de 24 billones de barriles de petróleo; con actividades en Canadá, Argentina, Colombia, Guyana, Brasil, Guatemala, el Caribe, México, Indonesia, Pakistán, Emiratos Unidos Árabes, Vietnam, Qatar, Kazajistán, Azerbaiyán, Bélgica, Republica Checa, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Noruega, Rumania, Países Bajos, Rusia, Chipre, Irlanda, Chad, Camerún, Guinea Ecuatorial, Nigeria, Egipto, Irak, Arabia Saudita, Angola, Tanzania, Mauritania, Mozambique, Australia, China, India, Indonesia, Japón, Malasia, Nueva Zelanda, Pakistán, Papúa Nueva Guinea, Singapur, Corea del Sur, Taiwán, Tailandia y Vietnam. Las marcas comerciales bajo las cuales comercializa sus productos son: *ExxonMobil Chemical*, *Exxon*, *Mobil*, *Esso* y *XTO*.

Según su Reporte Financiero y de Operaciones de 2018, *ExxonMobil* es el productor número 1 en polietileno, adhesivos, fluidos/plastificadores, sintéticos, y butilo; así como el productor número 2 del mundo en lubricante, aditivos de lubricantes y aromáticos (ExxonMobil, 2018).

¹¹ 2018 *Summary Annual Report*, consultado el 23 de noviembre de 2019, disponible en: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/annual-meeting-materials/annual-report-summaries/2018-Summary-Annual-Report.pdf>

¹² Los acres netos son el área en la que directamente se lleva a cabo la explotación de recursos hidrocarburos. Los acres netos, están contenidos dentro de los acres brutos que una empresa sea propietaria o en su caso arriende.

En cuanto a relaciones políticas, el director general de *Exxon Mobil* en el periodo comprendido entre 2006 y 2016, Rex Wayne Tillerson¹³, fue posteriormente el Secretario de Estado de los Estados Unidos durante el periodo que cubrió del 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de marzo de 2018, cuando fue sucedido en el cargo por Mike Pompeo.

ExxonMobil tiene 162 empresas filiales y subsidiarias por todo el mundo; específicamente 1 en Camerún, 1 en Hong Kong, 1 en Bermudas, 1 en Brasil, 1 en Egipto, 1 en Tailandia, 1 en Nueva Zelanda, 2 en Rusia, 2 en Nueva Guinea Papua, 2 en Luxemburgo, 3 en China, 3 en Noruega, 3 en Arabia Saudita, 3 en Australia, 4 en Francia, 4 en Nigeria, 4 en Singapur, 5 en Italia, 6 en Alemania, 6 en Australia, 6 en Qatar, 7 en Gran Bretaña, 8 en Holanda, 10 en Canadá, 21 en Bahamas y 58 en Estados Unidos (getfillings, 2018).

1.1.2. BP

BP ocupó en 2019 el lugar número 7 de la lista de *Fortune Global 500*¹⁴. Después del accidente en una plataforma llamada *Deepwater Horizon* en el Golfo de México el día 20 de abril de 2010, propiedad de BP y que provocaría un incendio, explosión y hundimiento de la misma, además de la estimación de “un total de 4.9 millones de barriles derramados” (SEMARNAT, 2010), BP descendió de los primeros lugares de las empresas con ganancias cuantiosas, hasta el año 2018 que salió de la caída que progresivamente sufrió, al estar en el 8° lugar de la lista *Fortune Global 500*.

La producción promedio diaria en 2018 fue de 3.7 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpd) en total, contemplando las subsidiarias; tal producción fue acompañada de la exploración de 63 mil kilómetros para nueva exploración; con una amplia participación en la cuenca *Permian, Karnes Trough, Eagle Ford y Haynesville* (BP, 2019). Las reservas probadas de hidrocarburos en el *BP Annual Report and Form 20-F 2018*, ascienden a 19, 945 millones de barriles de petróleo equivalente (BP, 2019).

¹³ Fue asimismo miembro del *American Petroleum Institute* y del *National Petroleum Council*. Cabe recordar que en 2007 *ExxonMobil* fue la única compañía estadounidense, junto con la *ConocoPhillips*, que se negó a aceptar las nuevas reglas establecidas en la Ley de Hidrocarburos, promulgada bajo presidencia de Hugo Chávez, que regulaban los porcentajes de regalías y la participación de las empresas extranjeras de extracción de petróleo que operaban en Venezuela. El desacuerdo llegó a los centros de arbitraje internacional, entre ellos al Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) vinculado al Banco Mundial (Tirado, 2018).

¹⁴ Lista disponible en: <https://fortune.com/global500/2019/bp/>

La empresa está presente en el *upstream*, *Midstream* y *downstream* bajo la forma de comercialización de productos básicos, venta de gas licuado y en Energías Renovables.¹⁵ Tiene actividades a nivel mundial con empresas subsidiarias como Castrol, Aral AG, ARCO, BP *West Coast Products* LLC, *Thortons* LLC, BP *Shipping*, BP *International Limited*, *Pan American Energy Group*, BP Canada, BP *Cherry Point Refinery*, BP *American Inc*, BP *American Proction Company*, *National Benzole*, *Light Source Renewable Energy*, BP *Exploration and Production*, BP Europa SE, BP Brasil LTDA, *Commonwealth Refineries*, BP *Oil International*, BP *Exploration* Angola Ltd, *Tropical BioEnergia SA*, BP *China Holding Limited*, BP *Products North America Inc*, BP *Singapore Pte Limited*, BP *Southern África Pty Ltd*, *Butamax Advance Biofuels LLC*, BP *Corporation North America*, BP *Capital Market Plc*, BP *Exploration Alaska Inc*, *North West Oelleitung Gmbh*, BP *Amoco Quemical Company*, *PBO Berau Ltd*, BP *Exploration Operation Company*, *Advance BioCatalytics Coportion*, *Fueling Aviation Service*, BP *Iraq NV*, *Petroconer Retail SL*, BP *Sinotec Marine Fuels Pte Ltd*, BP *Global Investments*, BP *Canada Energy Marketing Company*, *Arco Products Company*, *Air Refuel Pty Ltd*, BP *Husky Refining LLC*, BP *Exploration Caspian Sea*, *Formosa BP Chemical Corporation*, *Burmah Castrol Plc*, BP Europa SE, BP *Austria*, BP *Business Services Center Kft*, BP *Exploration Alpha Limited*, BP *Pipelines North America Inc* y *Air BP Italia SpA*.

1.1.3. Eni

Eni es una empresa italiana que en 2019 ocupó el lugar número 89 en la lista *Fortune Global 500*¹⁶. Tiene participación en el sector *upstream*, con contratos de suministro de gas a largo plazo, centrales eléctricas, se dedica a la exploración de petróleo y gas natural, desarrollo y producción de campos en 43 países, principalmente en Italia, Argelia, Angola, Congo, los Emiratos Árabes Unidos, Egipto, Ghana, Libia, Mozambique, Nigeria, Noruega, Omán, Kazajstán, Reino Unido y Estados Unidos. Sin embargo, la participación de ENI en el mundo está distribuida en 67 países en los continentes americano, africano, asiático, europeo y en Oceanía. La producción de hidrocarburos en el tercer semestre de este año 2019 fue 1.89

¹⁵ En especial en EUA, BP, bajo su línea de negocios basada en energías renovables: Alternative energy dispone de múltiples proyectos de energías alternativas como: Biocombustibles, Biomasa, Solares y eólicos en todo el mundo. Para más información véase: <https://www.bp.com/en/global/corporate/what-we-do/alternative-energy.html> consultado el 18 de marzo de 2020.

¹⁶ Información obtenida de <https://fortune.com/global500/2019/eni/>

millones de barriles equivalentes de petróleo por día (ENI, 2019) Las reservas probadas netas son 7,158¹⁷ millones de barriles equivalentes de petróleo (ENI, 2019).

ENI tiene empresas filiales a través del mundo, en Estados Unidos *Banque Eni SA* es un banco que brinda servicios financieros a *Eni* y a *Eni Companies*; *Eni Finance International*, ente financiero que realiza operaciones para empresas del conglomerado de empresas que no están ni en Estados Unidos ni en Italia, gestiona cobertura financiera y recauda los excedentes financieros; *Ecofuel SpA* gestiona la producción y comercialización de combustibles ecológicos que opera a través del establecimiento de empresas conjuntas con socios internacionales; *Enipower*, es una empresa que produce electricidad y vapor con seis centrales eléctricas de ciclo combinado de gas en Italia, *EniProgetti* se dedica a la ingeniería y su desarrollo en la industria; *EniServizi*, opera servicios integrados en el campo de servicios integrados para edificios, personas y soporte comercial, desde la administración de propiedades hasta la producción y suministro de archivos y almacenes, adquisición de bienes y servicios; *GNL Shipping SpA* opera transporte marítimo de gas natural licuado mediante buque tanques.

En México, las operaciones de Eni son posteriores a la reforma Energética. Es operador al 100% del Área 1 en aguas someras de la Sonda de Campeche, en donde desarrolla actividades en los descubrimientos de Amoca, Miztón y Tecoalli, en Sánchez Magallanes, Estado de Tabasco. También, desde junio de 2017, Eni opera el Bloque 10 al 100%, Bloque 14 con una participación del 60%, Bloque 7 con participación del 45%, ubicados en la Cuenca Sureste para aguas someras; en 2018, comenzó a operar el Bloque 24 de la Cuenca Salina con un 65% de interés para Eni; en marzo de 2018 comenzó a operar el Bloque 28 con un 75% de interesen la cuenca Salina en la costa del golfo de México (ENI, 2019).

En total la superficie que arrienda ENI asciende a 406,505 kilómetros cuadrados; siendo la superficie desarrollada equivalente a 28,386 kilómetros cuadrados y la superficie no desarrollada a 378,119 kilómetros cuadrados netos en el mundo.

¹⁷ Con relación a tal calculo, son a partir de datos de las compañías totalmente consolidadas, según el sitio web de ENI.

1.1.4. ConocoPhillips

ConocoPhillips ocupó en 2019 el lugar 319 de *Global Fortune 500*.¹⁸ Fue creada en 2002, cuando se fusionaron *Conoco Inc.* y *Phillips Petroleum Co.* En 2012, *ConocoPhillips* dividió sus negocios en dos empresas: *ConocoPhillips* se dedica al *upstream*, mientras que *Phillips 66* a *Midstream*, Refinería, Marketing y Operaciones en Químicos. A su vez, cuenta con 38 subsidiarias en todo el mundo y cotiza en 9 mercados financieros. *ConocoPhillips* invierte en exploración, producción, transportación y la venta de petróleo crudo, bitumen, gas natural y gas natural licuado a nivel internacional y sostiene inversiones en 13 países: EUA, Canadá, Colombia, Chile, Argentina, Noruega, Reino Unido, Libia, Qatar, China, Malasia, Indonesia, Timor-Oriental y Australia.

En Estados Unidos, tan sólo cuenta con activos en diversos Estados, como son: Alaska, Montana, Dakota del Norte, Wyoming, Utah, Colorado, Oklahoma, Nuevo México, Luisiana, Golfo de México. También opera en 14 cuencas distribuidas entre *Bakken*, *Green River*, *Permian*, *Anadarko*, *Uinta*, *Wind River Basin*, *Chittim*, *Eagle Ford*, *Magnolia*, *K2* y *Ursa/Princess*. (ConocoPhillips, 2019). En Estados Unidos, en el *Lower 48*¹⁹ desarrolla actividades con un total de tierras para la producción: ascendente a 48.3 millones de acres netos en tierra, de los cuales 10.3 millones se encuentran en la explotación neta que se extienden por la Costa del Golfo y por las Grandes Llanuras, pero sus mayores operaciones en *upstream* están en las cuencas *Eagle Ford*, *Bakken* y *Permian*.

La producción en el año 2018, en el *Lower 48*, fue de 397 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mboed, por sus siglas en inglés), de los cuales: el 17% equivalente a 67.49 mboed fueron para líquidos de gas natural; 25%, equivalente a 99.25 mboed para gas natural; el restante 58% equivalente a 230.26 mboed de petróleo. Las reservas probadas en 2018 ascendieron a 1.3 billones de barriles equivalentes de petróleo (ConocoPhillips, 2019). En la tabla número 4, extraída del informe *Lower 48 2018*, se muestra el porcentaje de participación de *Conoco Phillips* con relación a la producción diaria en Estados Unidos.

ConocoPhillips a nivel mundial, por la cuantía de la producción y las reservas, ubican a la empresa como la independiente más grande en cuanto *upstream*. Las operaciones mundiales de la empresa ascendieron en 2018 a 1,283 barriles equivalentes de petróleo por

¹⁸ Información disponible en: <https://fortune.com/global500/2019/conocophillips/>

¹⁹ Son los 48 estados contiguos del territorio estadounidense, más Hawai y Alaska se conforman los 50 estados.

día, mientras que las reservas probadas fueron calculadas en 5.3 billones de barriles equivalentes de petróleo.

Tabla 1

Porcentaje de producción diaria de Conoco Phillips en 2018

Área	Petróleo crudo (mbd)	LGN (MDB)	Gas natural (MMPCD)	Total (Mboed)
<i>Eagle Ford</i>	109	42	212	186
Golfo de México	11	1	9	14
Otros de la Costa del Golfo	3	-	8	14
Total de la Costa del Golfo	123	43	229	204
Bakken	63	9	72	84
Convencional Pérmica	21	5	77	38
No convencional Pérmica	14	6	49	28
Cuenca de Anadarko	2	2	59	14
Wyoming/ Uinta	-	-	78	13
Barnett	-	3	25	8
Niobrara	6	1	7	8
Total Grandes llanuras	106	26	367	193
Tota Lower 48	229	69	596	397

Fuente: Elaboración propia con datos del reporte *Lower 48* de *ConocoPhillips*.²⁰

1.1.5. *Chevron*

Chevron ocupó en 2019 el lugar 11 en la lista *Fortune 500*,²¹ mientras que en la lista *Global 500* ocupa el lugar número 26.²² En 2018, *Chevron* tuvo ganancias en el sector de refinación por 14.8 mil millones de dólares; de 2008 a 2015 estuvo en el lugar número 3 de la lista *Fortune 500* (*Fortune500*, 2019). *Chevron* tiene una historia larga que comenzó cuando un grupo de exploradores y comerciantes establecieron *Pacific Coast Oil Co.* el 10 de septiembre de 1879 (*Chevron*, 2019).

En general, se dedica a la exploración y producción, refinamiento, transporte, suministro y comercialización, productos derivados y servicios, lubricantes, energía, aditivos y químicos.

La compañía apunta a inversiones para fortalecer las principales cadenas de valor de combustibles, petroquímicos, aditivos y lubricantes. Las actividades de refinación y comercialización, *Downstream*, de la compañía están coordinadas por dos vertientes.

²⁰ Disponible en: <https://static.conocophillips.com/files/resources/19-0043-fact-sheets-19q1-lower48.pdf>

²¹ Disponible en <https://fortune.com/fortune500/2019/search/>;

²² Disponible en: <https://fortune.com/global500/2019/search/>

Americas Products que atiende a clientes minoristas y comerciales en EUA, mientras que en América Latina a través de las marcas *Chevron* y *Texaco*; *International Products* atiende al resto del mundo. La corporación destinó en el sector de Exploración y Producción, conocido como *upstream*, a nivel mundial, un total de 156,178 millones de dólares (mdd), de los cuales: 29,473 mdd a EUA, 122,187 mdd a Internacional²³ y 4,518 mdd a *Goodwill*. Mientras que para *Downstream*, es decir, para transformación del gas, petróleo y líquidos de gas natural (LGN), destinó 25,312 millones de dólares, de los cuales: 4,637 mdd a EUA y 10,675 mdd a Internacional (Chevron, 2018)

En un apartado de su propio estado financiero, “All Others”, incluyen ingresos de gestión en efectivo y financiamiento de deuda en todo el mundo, funciones administrativas corporativas, operaciones de seguros y bienes raíces, se empleó capital por 8,611 mdd. En suma, el capital total empleado ascendió a 190,101 millones de dólares en 2018 (Chevron, 2018). Para 2019 se esperan nuevos proyectos en Australia, Canadá, Kazajstán, Reino Unido y EUA. Cada uno de los proyectos tiene un costo estimado de más de 500 millones de dólares.

En 2018, la producción (extracción) de petróleo llegaría a 2.93 millones de barriles por día (mbd), un 7% más que en 2017; las reservas netas probadas ascendieron en 2018 a 12,053 millones de barriles equivalentes de petróleo (Chevron, 2018). Respecto a la refinación, alcanzó 1.627 millones de barriles en el mundo. En territorio estadounidense, la producción diaria neta en la cuenca *Permian* promedió: 159,000 barriles de petróleo crudo, 501 millones de pies cúbicos de gas natural, 66,000 barriles de líquidos de gas natural. En EUA la cuenca *Permian*: *Chevron* ha estado activo desde 1920 y tiene una de las mayores posiciones de superficie neta en la cuenca, totalizando aproximadamente 2.2 millones de acres (8,903 km²). Tan sólo en las subcuencas de *Midland* y *Delaware*, recursos limitados, aproximadamente 500,000 acres netos [2,023 kilómetros cuadrados] y aproximadamente 1,2 millones de acres netos [4,856 kilómetros cuadrados], respectivamente. *Chevron* también posee aproximadamente 71,000 acres netos (287 km²) en el *Haynesville Shale* en el este de Texas; y participación en la cuenca de *Piceance*, noreste de Colorado; en Argentina, Vaca Muerta y

²³ Internacional, representa: América: Canadá, Brasil, México, Colombia, Venezuela y Argentina; Asia: Azerbaiyán, Bangladesh, China, Indonesia, Kazajstán, la región del Kurdistán de Iraq, Myanmar, la zona dividida entre Arabia Saudita y Kuwait, Filipinas, Rusia y Tailandia. Europa: Dinamarca y el Reino Unido. Oceanía: Nueva Zelanda y Australia

el *Trapial Field*; Canadá, *Duvernay*, cuenca de *Liard*. En el golfo de México, a finales de 2018, *Chevron* fue el segundo mayor arrendatario en la zona.

En el golfo de México, del lado estadounidense, la producción neta diaria promedió 186 mil barriles de petróleo crudo y 117 millones de pies cúbicos de gas natural. La producción diaria neta promedio de la plataforma del Golfo de México, donde *Chevron* tiene intereses no operados en varios campos, fue de 12 millones de pies cúbicos de gas natural y 13 mil barriles de LGN. En California, *Chevron* fue uno de los mayores productores con una cantidad diaria equivalente de petróleo de 142 mil barriles, compuesta por 38,000 barriles de petróleo crudo 25 millones de pies cúbicos de gas natural, 400 barriles de LGN. En la cuenca de los Apalaches, es un importante arrendatario en *Marcellus Shale* y *Utica Shale*, principalmente ubicados en el suroeste de Pensilvania, el oeste de Virginia y el este de Ohio. La producción diaria neta en estas áreas promedió 240 millones de pies cúbicos de gas natural, 4,000 barriles de LGN y 1,000 barriles de condensado (Chevron, 2018).

1.1.6. Shell

Es una empresa de origen angloholandesa, cuyos ingresos lo pusieron en el tercer lugar de la lista *Global 500*²⁴ en el año 2019. La empresa matriz del grupo *Shell* es *Royal Dutch Shell plc*. Las operaciones que tiene organizada se dividen en sus negocios *upstream*, *integrated gas*, *new energies* y *downstream*. En el *upstream* se explora y extrae petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural, así como la comercialización y transporte de gas y petróleo mediante infraestructura necesaria con que cuenta para su entrega. En el segmento *Integrated Gas*, gestiona las actividades productivas que tienen que ver con los líquidos de gas natural, la producción de combustibles de gas a líquidos incluye también la exploración y explotación de gas natural. En el segmento de *New Energies*, se centra en la producción de nuevos combustibles para el transporte como biocombustibles, hidrógeno y vehículos eléctricos de batería recargable, así como de fuentes de energía baja en carbono como la energía eólica y la energía solar. En el *downstream*, se dedica a la venta y comercialización de una gama de productos para uso doméstico, industrial y de transporte: gasolinas, diésel, combustible para calefacción, combustible para aviación, combustible marino, lubricantes, betún, azufre y petroquímicos (Shell, 2019).

²⁴ Información disponible en:
<https://fortune.com/global500/2019/royal-dutch-shell/>

Tiene presencia operativa en más de 70 países. Su producción en 2018 asciende a los 3.6 millones de barriles de petróleo equivalente por día, de los cuales 1.74 millones de barriles de petróleo equivalente fueron de petróleo y líquidos de gas natural; 0.05 millones de barriles de petróleo equivalente para petróleo sintético; 1.86 de gas natural. Las reservas probadas de petróleo y gas de las filiales de *Shell* al 31 de diciembre de 2018 fue de 10,294 millones de barriles de petróleo equivalente, mientras que la participación de *Shell* en empresas conjuntas y asociadas tienen reservas al 31 de diciembre de 2018 de 1,285 millones de barriles de petróleo equivalente, es decir, suman un total de 11,578 millones de barriles equivalentes de petróleo (*Shell*, 2019).

Shell tiene empresas filiales o subsidiarias en 84 países. En Gran Bretaña tiene 200; en Países Bajos 185; Estados Unidos 184; Australia 73; Alemania 49; Canadá 33; China 30; Bermuda 27; Nigeria 22; Malasia 18; Brunéi y Suiza 15 cada uno; Brasil, Egipto e Italia 14 cada uno; Singapur 12; Eslovenia 11; España, Francia, Hong Kong, México, India y Trinidad y Tobago, 10 cada uno (*Shell*, 2019).

1.1.7. Total

Total, es una empresa de origen francés que se ha consolidado como una de las gigantes petroleras. En la lista *Fortune Global 500* aparece en el lugar 20 en el año 2019.²⁵ Es una empresa que se dedica a toda la cadena de valor del gas y petróleo en el mundo, sin embargo, no opera en las cuencas no convencionales en Estados Unidos.

Sus operaciones se desarrollan en 130 países alrededor del mundo. La producción tiene el 32.75% en Europa y Asia Central, 24.14% en África (excluyendo el norte), 24% entre Medio Oriente y el Norte de África, 14.02% en América y 5.08% en el pacífico asiático. La producción total en 2018 fue de 2.78 millones de barriles de petróleo equivalente por día, de los cuales 1.38 millones de barriles equivalentes de petróleo fueron de petróleo (incluido el bitumen) y 1.40 millones de barriles equivalentes de petróleo fueron de gas natural (incluidos los condensados y el gas natural asociado) (*Total*, 2019).

Las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 12.05 billones de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 5.20 billones son de petróleo (incluido el bitumen) y 6.85 billones de gas natural (incluidos los condensados y el gas natural asociado) (*Total*, 2019), en Europa y Asia Central concentra el 36.77% de las reservas probadas, en Medio

²⁵ Lista disponible en: <https://fortune.com/global500/2019/total/>

Oriente y el Norte de África 26.32%, en América sostiene el 16.07%, en África (excluyendo el norte del continente) el 13.84% y en el pacífico asiático tiene el 7% de las reservas probadas.

Las operaciones de Total en México se sitúan en la cuenca Perdido, específicamente en el bloque 2, en donde tiene el 50% de la participación operativa y que cubre un área de 2,977 km² con profundidades entre 2.3 y 3.6 kilómetros; también tiene participaciones en la cuenca Salina, específicamente en el Bloque 1 y en el Bloque 3 en donde tiene el 33.33% de participación operativa y en el Bloque 15 donde mantiene el 60% de participación como operador. En marzo de 2018, Total obtuvo tres bloques de exploración en aguas poco profundas en la cuenca de Campeche, son el Bloque 32 y Bloque 33 con participación del 50% como operador y el Bloque 34 de donde es operador en un 42,5% (Total, 2019).

En cuanto a las operaciones para la producción de energía eléctrica baja de carbono, particularmente la energía eléctrica, Total cuenta con participación en empresas como *Sun Power*, de la que es dueña en un 55.66% desde el 31 de diciembre de 2018, se dedica a la generación de energía solar a partir de paneles solares, así como de plantas de energía solar con sistemas fotovoltaicos cada vez más duraderos en cuanto al almacenamiento; otra empresa filial es *Quadran*, pasó a ser propiedad de Total cuando esta última adquirió *Direct Energie* y le permite desarrollar estas formas de energía renovable; a Eren RE, Total le compró en diciembre de 2017 una participación del 23% con lo que se constituyó la empresa Total Eren, desarrollo que permite un conjunto más diversificado de activos en las energías renovables como la solar, hidráulica y eólica. Otra empresa llamada Total Solar, propiedad 100% de Total, contribuye al desarrollo de la energía solar a partir de dos segmentos en el mercado: sistemas fotovoltaicos destinados a instalación industrial o comercial, y; plantas de energía solar montadas en áreas geográficas específicas en Europa, Medio Oriente, Japón y Sudáfrica.

Notas comparativas

Según los reportes del año 2019 que contienen los datos de 2018 de cada una de las empresas *mayores* descritas anteriormente, muestran la cantidad de producción y las reservas probadas de petróleo y gas natural que por sus unidades particulares de medición sólo pueden sumarse o equivalerse cuando se convierten a barriles equivalentes de petróleo (BOE). Así la

producción anual de las *mayores* se muestra en la siguiente tabla, con relación a sus reservas probadas.

Tabla 2

*Producción de petróleo y gas natural y reservas totales de las mayores, al 31 de diciembre de 2018. MBOE **

Empresa	Producción anual	Reservas Probadas
<i>Chevron</i>	1,069.45	12,053
<i>ExxonMobil</i>	1,399.05	4,500
BP	1,344.30	11,782
<i>ConocoPhillips</i>	468.30	5,263
Total	1,012.88	12,050
Eni	675.61	7,153
<i>Shell</i>	1,338.09	11,578
Suma Total	7,307.66	64,379

*MBOE: Millones de barriles equivalentes de petróleo

Fuente: Elaboración propia con información de los reportes anuales 2019 de cada empresa.

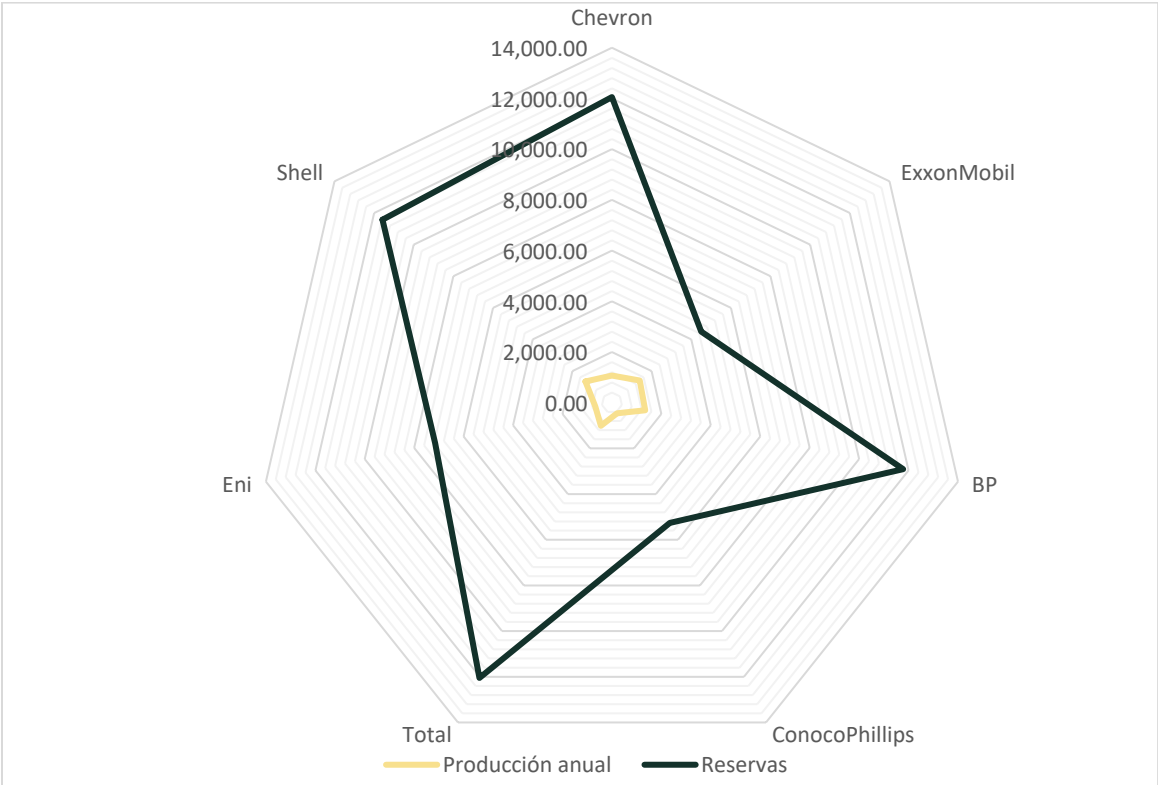
De hecho, la *ratio R/P (Reservas/ Producción)*, es la proyección futura de años en que las empresas dispondrán de petróleo y gas natural, obtenida de dividir la producción anual entre las reservas probadas, a un ritmo constante de la producción del año señalado relativa a cada país. De tal forma que de las siete mayores petroleras es Total quien tiene una ratio de 11.9 años, le sigue *Chevron* con 11.27 años, *ConocoPhillips* con 11.24 años, ENI con 10.59 años, BP con 8.76 años, *Shell* con 8.65 años y *Exxon Mobil* con 3.22 años. Estas reservas pueden modificarse a razón de que nuevos yacimientos sean descubiertos y que las compañías nacionales reformulen el régimen de producción en sus países, es decir, qué tanto comiencen a permitir inversión privada en los procesos necesarios para la producción, exploración, transformación, distribución y comercialización de los hidrocarburos. Cabe señalar que este *ratio* solo tiene que ver con la extracción petrolera y no con la producción de combustibles fósiles o de la petroquímica. No obstante, dicha producción depende de la disponibilidad de hidrocarburos existentes o por descubrir para ser incorporados, en tanto se trata de materias primas básicas de éstos procesos productivos.

En tal sentido si sumamos las reservas probadas de estas mayores en 2018, asciende a 64,379 millones de barriles equivalentes de petróleo (Tabla 2), contemplan las reservas de líquidos de petróleo, gas natural y petróleo crudo. Mientras que la suma de su producción

conjunta durante el mismo año fue de 7, 307.66 millones de barriles equivalentes de petróleo. En la siguiente gráfica se puede observar en color verde el área que representa la producción (de gas y petróleo) en 2018, mientras que el área delimitada en color azul ilustra las reservas probadas de las *mayores*.

Gráfica 2

Relación Producción/ Reservas de las mayores, al 31 de diciembre de 2018



Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la tabla 2 de este documento.

A continuación compararemos las reservas totales que reportaron las mayores al 31 de diciembre de 2018 con las reservas de los países con características diferentes, como: Estados Unidos en donde operan empresas privadas independientes y las mayores; México, en donde se había venido privatizando la industria petrolera pero sigue siendo nacional; Venezuela, país petrolero con las mayores reservas del mundo y con la dirección productiva por el Estado; Noruega, mayor productor y con las mayores reservas de Europa; Reino Unido, segundo mayor productor y con las segundas mayores reservas de petróleo en Europa, y que su participación económica es relevante para ese continente; China y Rusia por su papel preponderante en la economía mundial, que le disputan a Estados Unidos la unipolaridad y el centro de la economía mundial, y que además de tener empresa nacional petrolera también

mantienen un régimen dual con participación privada; y por último a Arabia Saudita, país con empresa petrolera nacional pero que es aliado de Estados Unidos para el suministro petrolero desde Medio Oriente. En la siguiente tabla se encuentra la producción y las reservas de cada uno de los países mencionados, además del total mundial, según datos de *BP Statistical Review of World Energy 2019*.

Tabla 3

Relación de producción y reservas petroleras al 31 de diciembre de 2018

Millones BOE	Producción anual	Reservas	Ratio R/P
Reino Unido	396.03	2,500	6.31
México	754.82	7,700	10.20
Noruega	673.06	8,600	12.78
China	1,386.27	25,900	18.68
EUA	5,588.52	61,200	10.95
Rusia	4,174.87	106,200	25.44
Arabia Saudita	4,484.76	297,700	66.38
Venezuela	552.61	303,300	548.85
Total mundial	34,572.25	1,729,737.60	50.03

Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy 2019*.

El poder de las mayores en términos productivos no es poco si a partir de la tabla 2 se compara con la producción de estos países. Aclaremos que, la cantidad de producción y reservas de las *mayores* contempla al gas natural y al petróleo, no así para los países señalados pues únicamente contemplan la producción y las reservas petroleras; sirva este ejercicio de análisis comparativo para imaginar el poder productivo de las mayores.

Por ejemplo, la producción anual en 2018 de *ConocoPhillips*, la menor cantidad de las siete mayores fue de 468.3 millones de barriles equivalentes de petróleo, superior a la producción del Reino Unido que equivale al 84.56% de la producción de *Conoco Phillips*. La producción de Eni en 2018, fue de 675.61 millones de BOE, equivalente a un poco más de la producción total de petróleo de Noruega, cuando produjo 673.06 millones de BOE, es decir el 99.62% de la producción de Eni.

Con relación a Venezuela, produjo sólo por encima de *ConocoPhillips*, mientras que todas la otras mayores produjeron en mayor cantidad aun cuando este país soberano tiene las mayores reservas petroleras del mundo con más de 303 mil millones de barriles de petróleo;

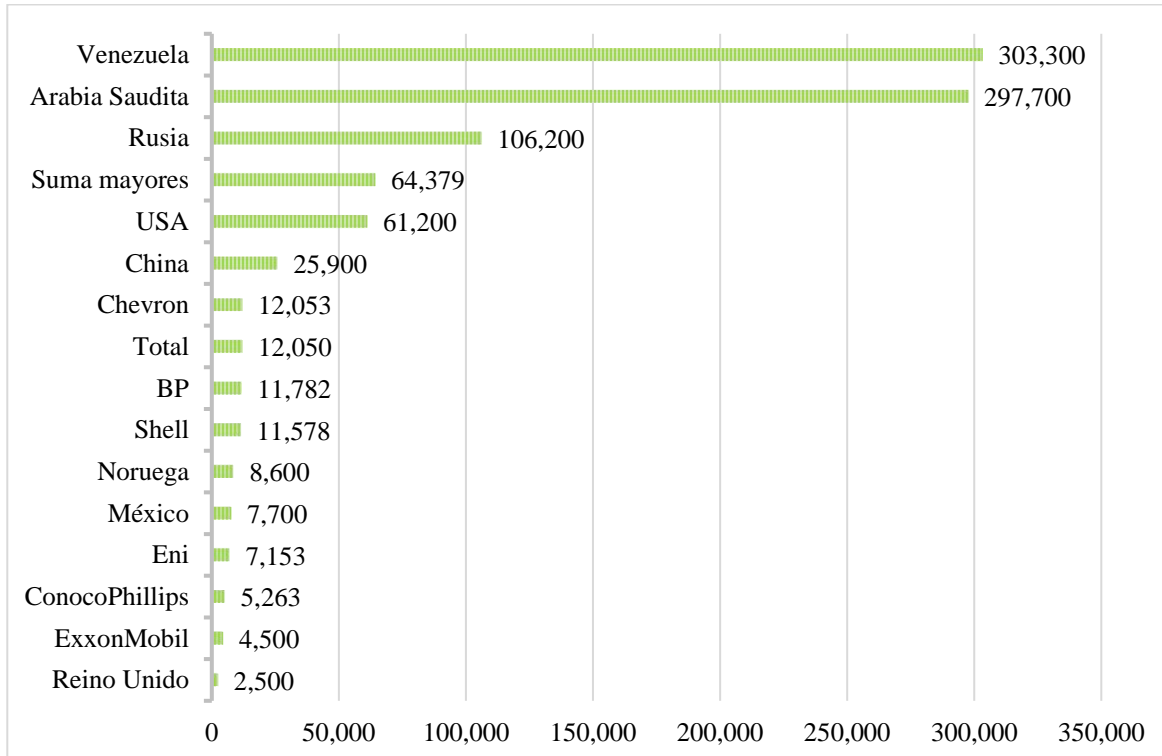
su ratio R/P es de 548.85 años (esto explica las constantes sanciones del gobierno estadounidense para doblegar a Venezuela pues la renta petrolera se distribuye en bienestar social), doblando esta relación a Arabia Saudita quien tiene un ratio R/P de 66.38 años, siendo el segundo país con las mayores reservas petroleras con casi 298 mil millones de barriles de petróleo, para 2018. En el caso de México, produjo 754.82 millones de BOE en 2018, fue superado por la producción de Total, *Chevron*, *Shell*, BP y *ExxonMobil*, representando el 74.52, 70.58, 56.41, 56.15 y el 53.95 por ciento de la producción de cada empresa, respectivamente. En el caso de China, produjo más petróleo que la producción total de *ConocoPhillips*, *Eni*, Total *Chevron*, *Shale* y BP, pero comparada con *ExxonMobil* su producción representó el 99.09% de la producción de ésta.

En adelante la producción de los países restantes de la tabla 3, como Rusia y Arabia Saudita se pueden comparar con relación a la suma total de la producción internacional de las *mayores* que sumaron 7,307.66 millones de BOE, equivalente 9.68 veces la cantidad que produjo México. Rusia quien produjo el 57.13% de la producción de las mayores en su conjunto; Arabia Saudita el 61.37% y Estados Unidos el 76.47%. Como puede verse las mayores tienen un papel importante en la cantidad de producción de la industria petrolera, que como se ha dicho casi todas superan la producción de México, Noruega y Venezuela. Y en su conjunto superan la producción individual de Rusia, Arabia Saudita y Estados Unidos.

Basta mencionar que, en cuanto a la suma de las reservas probadas de las mayores asciende a 64,379 millones de BOE que es casi lo que reporta Estados Unidos. En la siguiente gráfica se pueden observar las cuantías de reservas de las mayores y de los países, siguiendo la información de las tablas 2 y 3.

Gráfica 3

Comparativo de reservas petroleras probadas entre países y las mayores, 2018



Fuente: Elaboración propia con datos de *BP Statistical Review of World Energy 2019*, para los países, y con datos de los reportes anuales de cada empresa para las mayores.

1.2. Productores por cuenca de Estados Unidos

Una vez analizadas las mayores empresas petroleras en su participación particular tanto en su distribución alrededor del mundo y en sus operaciones en Estados Unidos, se debe tener presente que la industria petrolera es mucho más grande pues *las mayores* “tienen una parte relativamente pequeña de la producción total de petróleo crudo a nivel mundial” al representar 12% de las reservas de petróleo y gas, así como el 15% de la producción. Sin embargo, las *mayores* tienen algún interés (mayor al 1% de participación en acciones) independientemente de los operadores en la producción de los productores independientes, las INOC’s y las NOC’s (IEA, 2020).

La producción de gas natural a nivel mundial tuvo un alto crecimiento, impulsado principalmente por Estados Unidos quien implementaría *fracking* en por lo menos las cuencas más importantes de producción de petróleo y gas natural como Apalaches, *Permian* y *Haynesville*. De esta manera Estados Unidos representó en 2019, casi el 40% del

crecimiento de la demanda mundial y más del 45% del aumento de la producción; un diferencial de 5% que de no ser consumido frenaría la misma producción (BP, 2019). Otros países que aumentaron su demanda de gas natural, después de Estados Unidos (78bmc), fueron China (43bmc), Rusia (23bmc) e Irán (16bmc); en total, estos cuatro países representan casi el 80% de la demanda mundial.

Sin embargo, el consumo de gas natural está determinado por el cambio en las fuentes de energía primaria para generación de electricidad, se trata de sustituir el carbón por combustibles menos emisores de gases de efecto invernadero, aunque por la cantidad de consumo esa baja emisión se difumina cuando se suman los totales consumidos en el mundo, que a su vez impulsa constantemente el crecimiento de la producción gasífera. La misma AIE (2020) plantea que los objetivos para reducir gases de efecto invernadero, están lejos de ser cubiertos aún en los mejores escenarios, es decir el actual y el proyectado bajo: difícilmente se lograrán los objetivos del Acuerdo de París con las políticas actuales y las anunciadas por la misma agencia (IEA, 2020).

Si bien una parte de la producción de gas natural estadounidense se destina para la generación de electricidad, sólo pudo ser posible por el retiro de carbón en una capacidad instalada de 15GW. El restante de gas natural no puede ventearse o quemarse por la gran cantidad que sería restringida tanto por la Comisión Federal Regulatoria de Energía (FERC) como de la Corporación de Fiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC). La salida al paradigma entre mayor producción y un consumo poco creciente, es la exportación de gas natural.

Para nuestro análisis, sobre la proveniencia del gas natural que consume nuestro país, no sólo es necesario analizar a las *mayores* petroleras sino a las otras empresas que participan en la industria petrolera estadounidense. Se trata de las empresas *independientes*, específicamente las de esquisto de Estados Unidos que se dedican al gas *Shale* y al petróleo *tight*, y que además tiene una gran dependencia de su financiamiento mediante deuda. En suma, todos los independientes concentran el 22% de las reservas de petróleo y aproximadamente el 40% de la inversión en el sector *upstream*, aunque durante 2018, América del Norte tuvo inversiones de casi dos terceras partes de la inversión total (IEA, 2020).

Según la IEA *las mayores* petroleras y las independientes, generalmente apuntan reservas con un margen para los próximos 20-30 años, de tal forma que, ante la *transición energética* no tiene tantos riesgos para un posible volumen varado en el futuro (IEA, 2020). Precisamente esa cuantía de reserva tiene como espejo la creciente extracción por los métodos no convencionales en Estados Unidos, y se hace necesario el analizar la producción de las principales cuencas petrolíferas y/o gasíferas de donde específicamente se extraen los hidrocarburos.

1.2.1. Extracción en Estados Unidos

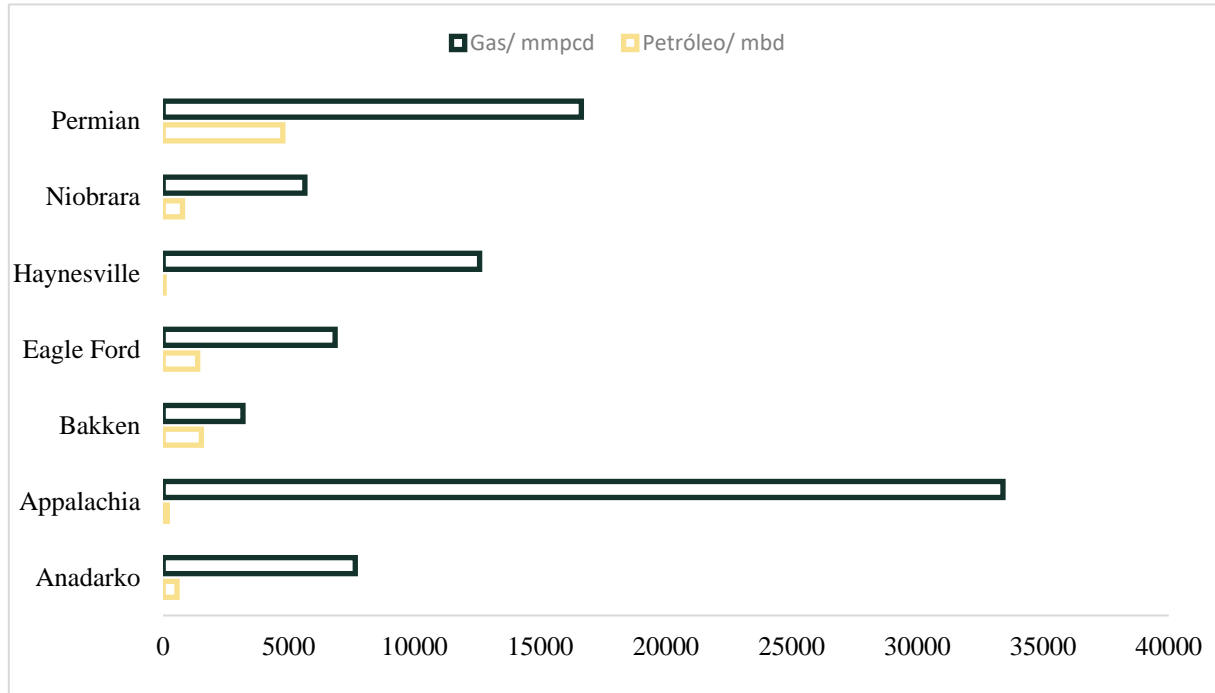
La extracción de gas natural y petróleo en EUA se realiza en diferentes cuencas que atraviesan al país: *Arkoma-Woodford (Oklahoma)*, *Bakken (Montana y Dakota del Norte)*, *Barnett (Texas)*, *Cana-Woodford (Oklahoma)*, *Eagle Ford (Texas)*, *Haynesville (Texas y Louisiana)*, *Marcellus (Pensilvania, Virginia Occidental, Ohio y Nueva York)*, *Montney (Alberta y Columbia británica)*, *Niobrara (Wyoming y Colorado)*, *Oklahoma Liquids Plays (Oklahoma y Texas)*, *Permian (Texas y Nuevo México)*, *San Juan (Colorado y Nuevo México)*, *Upper Devonian (Kentucky, Virginia Occidental y Virginia)* y *Utica (Kentucky, Ohio, Maryland, Nueva York, Pensilvania, Tennessee, Virginia Occidental y Virginia)*.

Para la presente investigación interesa, en general, la producción estadounidense, empero por la situación geográfica es la gran cuenca *Permian*, ubicada en Texas, la abastecedora de gas natural hacia nuestro país. Tan sólo en enero de 2020, la producción de petróleo promedio diaria fue de 4,758 mil barriles y 16,633 millones de pies cúbicos en el mismo mes (EIA, 2020). En cuanto a producción de gas natural sólo es superada por la cuenca de Los Apalaches que en el mismo mes de enero de 2020 produjo 33,402 millones de pies cúbicos por día. Las cuencas de gran importancia por su producción de petróleo, después de la *Permian*, es la cuenca de *Bakken* con una producción de 1,521 mbd en enero; le sigue la cuenca de *Eagle Ford* con 1,367 mbd en el mismo mes (EIA, 2020).

En la gráfica 4, se puede ver la proporción de producción tanto de gas como de petróleo de las cuencas en Estados Unidos en enero de 2020. Los datos exactos de cada una de ellas aparecen en la tabla 4.

Gráfica 4

Producción por cuenca en EUA, 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA (2020), reportados en enero de 2020, disponibles en: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/#tabs-summary-2>

Tabla 4

Producción del mes de enero, 2020

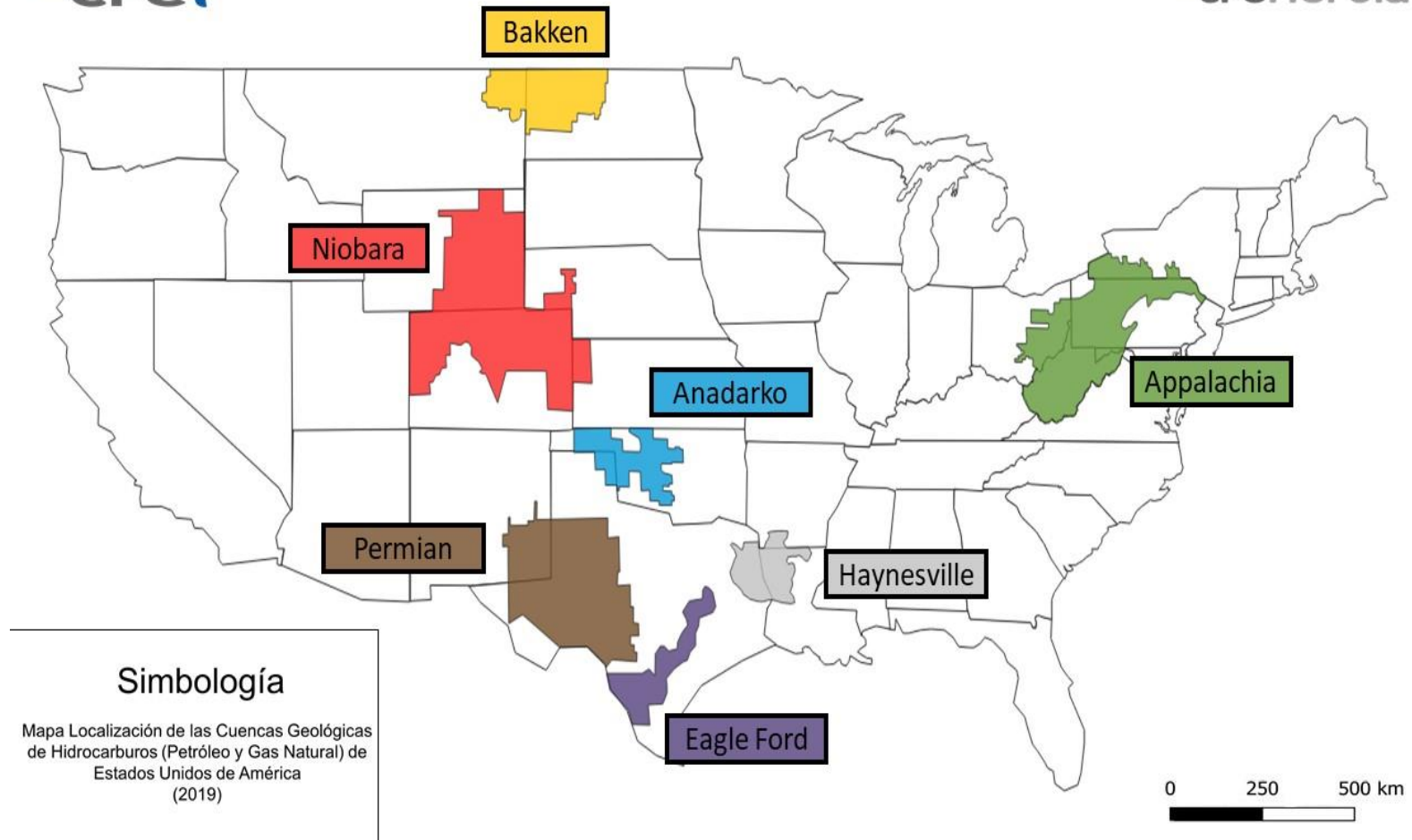
Cuenca	Petróleo/ mbd	Gas/ mmpcd
Anadarko	551	7,643
Appalachia	166	33,402
Bakken	1,521	3,174
Eagle Ford	1,376	6,843
Haynesville	40	12,586
Niobrara	766	5,639
Permian	4,758	16,633
Total	9,178	85,920

Fuente: Elaboración propia con datos de EIA (2020) reportados en enero de 2020, disponibles en: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/#tabs-summary-2>

La distribución de las cuencas en el territorio estadounidense se puede ver en el mapa 1, que se presenta a continuación.

Mapa 1

Principales cuencas petrolíferas en Estados Unidos



Fuente: Elaboración propia 2019 con datos del sitio web <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>

La extracción del gas natural y el petróleo en Estados Unidos (y generalmente es así en otras latitudes), es posible por la participación que los *operadores* de las cuencas, quienes se encargan de las actividades de extracción y producción de hidrocarburos. Empero, los operadores tan solo son uno de los "actores" de la actividad extractiva., veamos. Dado que los recursos hidrocarburos se encuentran en el subsuelo, la propiedad del territorio no siempre les corresponde a los operadores; es en ese sentido que surge otro *participante* que es el *arrendador*, quien renta la tierra al operador. Algunas empresas petroleras tienen propiedad y rentan tierras. Sin embargo, fuera del lugar y la actividad que sobre ella se desarrolla, y para que pasar de la posibilidad a la real *actividad*, son necesarios los activos de capital, éstos se conforman por acciones.

Son tres figuras distintas las que pueden asumir las empresas petroleras: arrendatario, operador y accionista. Y pueden ser los mismos en algunos proyectos, pero depende del tipo de empresa y de sus intereses estratégicos presentes y futuros.

1.2.2. Cuenca *Permian*

La cuenca *Permian* se ubica en el poniente del Estado de Texas y al suroriente de Nuevo México, ver el mapa 1. Actualmente es la segunda cuenca que produce más petróleo en todo el mundo (Mc Lean, 2018) y es la de mayor producción de petróleo en EU, de modo que *Permian* es para la industria petrolera estadounidense lo que la cuenca de Apalaches es para la industria gasera, aunque *Permian* por ser la segunda cuenca productora de gas natural es doblemente estratégica e importante su explotación. La cuenca Pérmica tiene reservas de hidrocarburos contenido en uno de los depósitos más grueso de rocas que van de las 1,300 a 1,800 pies de profundidad en un área aproximadamente de 250 millas de ancho y 300 millas de largo. La producción de gas natural en enero de 2020 fue de 16,633 millones de pies cúbicos diarios (EIA, 2020). Dentro de la cuenca *Permian* existen subcuencas, importantes por la cantidad de recursos de hidrocarburos contenidos, entre las más significativas se encuentran *Midland* y *Delaware*. En toda la cuenca *Permian* la producción de petróleo crudo aumentó a tasa anual de 10.6 %, entre 2007 y 2018.

Muchas de las empresas más grandes, que tienen operaciones de extracción y producción en algún pozo, poseen propiedades heredadas en el *Permian* que les han permitido más tiempo para experimentar con fracturas laterales y verticales, a diferentes

profundidades. *Occidental Petroleum Corp.*, es una de las empresas *independientes* que tiene participación en esta cuenca, siendo el mayor poseedor de tierra (Véase gráfica 5), también es el productor número uno de *Permian* con operaciones en las subcuencas de *Delaware*, *Central* y *Midland* (OXY, 2019); *Apache Corporation* posee 2.9 millones de acres (Apache, 2019) y se encuentran entre los que han acumulado acres -en propiedad- a través de los años para su arrendamiento a operadores.

La participación de las empresas petroleras *mayores* también tiene participación aquí. Por, ejemplo, *ExxonMobil Corporation* es productor y arrendatario en *Delaware*, Cuenca *Central* y en *Midland* de la gran Cuenca *Permian*; actualmente produce más de 165 mil barriles netos equivalentes de petróleo por día en su arrendamiento²⁶ (el negocio petrolero de exploración y producción tiene interés en el subsuelo y no en la tierra superficial por sí misma, es decir, los pozos petroleros perforan el suelo para llegar al subsuelo, pero no interesa la superficie más que para llegar al crudo. Por otro lado, el gas y petróleo puede “migrar” de unas rocas a otras en el subsuelo, por lo que la propiedad sobre la tierra no garantiza que se obtenga ganancia de toda exploración, explotación y producción). Al ser el segundo mayor productor de gas natural en Estados Unidos en 2018,²⁷ sostuvo contratos de arrendamiento, que se extiende por más de 1.5 millones de acres,²⁸ con reservas de 9.7 mil millones de barriles de líquidos, la perforación es realizada a partir de 44 plataformas con una producción que promedió en 172 mil barriles de líquidos por día y 227 millones de pies cúbicos de gas natural (ExxonMobil, 2018); su subsidiaria llamada “XTO Energy”, dedicada a las operaciones no convencionales, entre 2014 y 2015, a través de acuerdos en *Midland* sumaría a sus operaciones, 135 mil acres netos más.

ConocoPhillips tiene en propiedad 800 mil acres netos en la cuenca *Permian*, de los cuales 145 mil son para recursos no convencionales (ConocoPhillips, 2019), en 2018 su

²⁶ El contrato de arrendamiento de petróleo y gas es una institución jurídica típica de la industria petrolera estadounidense, mediante la cual el arrendador (propietario del subsuelo o de sus derechos mineros, porque pueden ser dos sujetos distintos) otorga al arrendatario (la compañía petrolera) los derechos exclusivos de explorar, producir y comercializar el petróleo y el gas que encuentre durante cierto tiempo, a cambio del pago del precio (primas y regalías) (Contreras, 2015).

²⁷ Solo después de EQT Corporation; esta información se encuentra disponible en: <https://www.statista.com/statistics/244505/leading-natural-gas-producers-in-the-us-based-on-production-volume/>

²⁸ 1 acre es equivalente a 0.404686 hectárea (10,000 m²)

producción en esta cuenca fue de 66 mil barriles de petróleo equivalente por día ([mil] boed²⁹ -barrels of oil equivalent per day- por sus siglas en inglés) de los cuales 28 mboed se extrajeron por métodos no convencionales en la subcuenca de *Delaware* (ConocoPhillips, 2019).

Chevron tiene en esta cuenca unos 2.2 millones de acres, de los cuales el 80% no paga regalías al gobierno o si lo hace es en una proporción ínfima (Chevron, 2019). Otras empresas tienen propiedad de tierras como *Encana Corporation* que adquirió *Athlon Energy Inc.* a finales de 2014 y, con ello 140 mil acres en *Midland*; *EOG Resources Inc.*, acumuló 26 mil acres en *Delaware* en 2015. De igual forma *BP* tiene participación en la Cuenca *Permian* al poseer 83 mil acres con 3.4 mil sitios de perforación que rinde una producción de 29 mil boed, de la cual aproximadamente el 70% es petróleo crudo (BP, 2019).

Los datos de *Drillinginfo* (2019)³⁰ en su reporte *Top 5 operators by basin*, exponen que la participación de los operadores privados independientes también es alta, tan solo cinco de ellos producen entre 69% y 86% del total de su producción en esta cuenca: *Mewbourne Oil*, de origen estadounidense y especializado en *upstream*, concentra el 79% de su producción en la cuenca *Permian* en donde el 60% es para petróleo y el restante 40% de gas natural; *Endeavor Energy*,³¹ de origen estadounidense dedicado al *upstream*, concentra el 81% de su producción en esta cuenca, de la cual el 79% es para petróleo y 21% para gas natural; *Surge Energy*,³² de origen chino dedicado al *upstream*, tiene 84% de su producción en esta cuenca con un 86% para petróleo y 14% para gas natural; *Crown Energy* de origen estadounidense está presente en toda la cadena de valor pero en exploración y producción concentra el 86%

²⁹ Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas. Generalmente 1 barril de petróleo equivale a 5.8 mil pies cúbicos de gas.

³⁰ A finales del año pasado *Drillinginfo* empresa especializada en desarrollo tecnológico aplicado a industrias de hidrocarburos y a otras de tipo extractivo, ahora se llama *Enverus*. Para mayor detalle del concepto de esta empresa véase <https://www.enverus.com/>

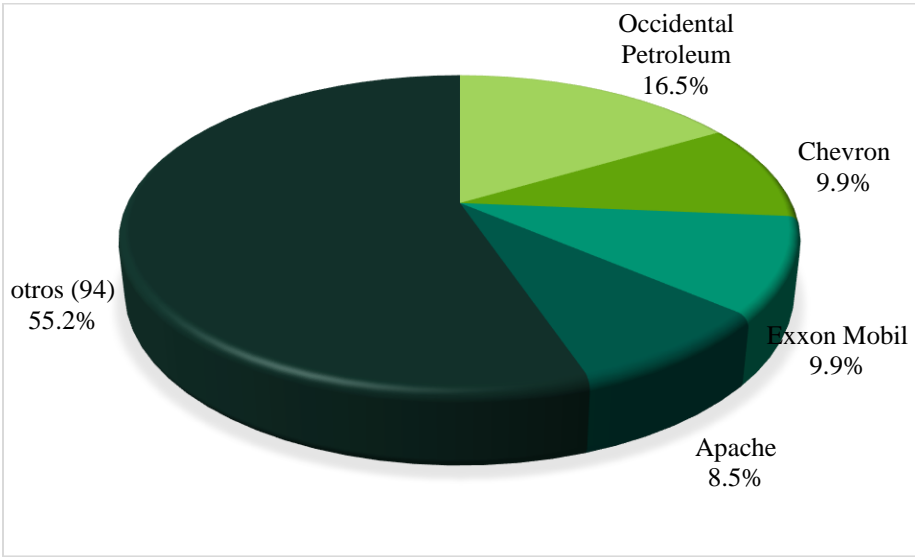
³¹ Esta empresa se dedica a servicios de transporte, mantenimiento de pozos, servicio de pozos, servicios de línea fija, mantenimiento de vehículos y construcción. Sostiene un acuerdo con *ExxonMobil* para exploración y producción por 7 años desde 2014.

³² Subsidiaria en EUA de *Shandong Xinchao Energy Corp*

de su total en esta cuenca, de la cual el 75% es para petróleo y el restante 25% es para gas natural.³³

Según datos disponibles de *Natural Gas Intelligence*,³⁴ en 2016 la posición de la superficie en acres netas en la cuenca *Permian* es de 8.5% (1,295 mil) de Apache; 9.9% (1,500 mil) de *Chevron* y *Exxon Mobil* (XTO Energy), cada uno; *Occidental Petroleum* 16.5% (2,500 mil) y otras 94 empresas con 55.2% (8,376 mil) (NGI, 2016); en la siguiente grafica se puede observar tal distribución:

Gráfica 5
Cantidad de acres netos por empresa en Permian (2016)



Nota: Otros, engloba a 94 empresas más con acres en propiedad en la cuenca Pérmica, no obstante, no existe información pública que permita conocer con precisión los nombres de dichas empresas.

Fuente: Elaboración propia con datos de NGI, 2016, disponible en <https://www.naturalgasintel.com/Permian-Shale-acreage-positions>

Sin embargo, *ConocoPhillips* extrajo en 2018 en esta cuenca 77 mmpcd por métodos convencionales y por no convencionales 49 mmpcd, con una propiedad de 800 mil acres netos, entre los cuales se incluyen 87 mil en la cuenca de *Delaware* y 58 mil no convencionales en *Midland* (ConocoPhillips, 2019). Al 31 de diciembre de 2018, la propiedad de acres de *Chevron* aumentó 200 mil acres más, quedando en 1.7 millones distribuidos en

³³ Ver tabla 1 del Anexo incluido al final de este documento, llamado “Top 5 de los principales productores por cuenca en EUA”.

³⁴ Según los datos libres más recientes.

las subcuencas de *Delaware* (1.2 millones de acres) y *Midland* (0.5 millón de acres) (Chevron, 2018).

1.2.2.1. Principal infraestructura para transporte de hidrocarburos desde la Cuenca *Permian*

De la cuenca *Permian* salen ductos para el transporte específico de hidrocarburos, es decir, para gas natural, petróleo y líquidos de gas natural. Entre los principales ductos de gas natural se encuentran: *Atmos, Comanche Trail, El Paso, Energy Transfer, Enterprise Texas Pipeline, KM Texas, NGPL, Northern Natural, Oneok Westex Transmission, Roadrunner Transmission, Trans Pecos, Transwestern, Waha Hub*. En su mayoría estos gasoductos son los que utilizan los comercializadores que le venden gas natural a CFEi y que, a su vez, conectan con los puntos de internación para la distribución y el consumo nacional, razón por la cual a continuación se ahondará en general, especificidades de cada uno de estos gasoductos de importancia para la exportación gasífera estadounidense, así como para la importación en México.

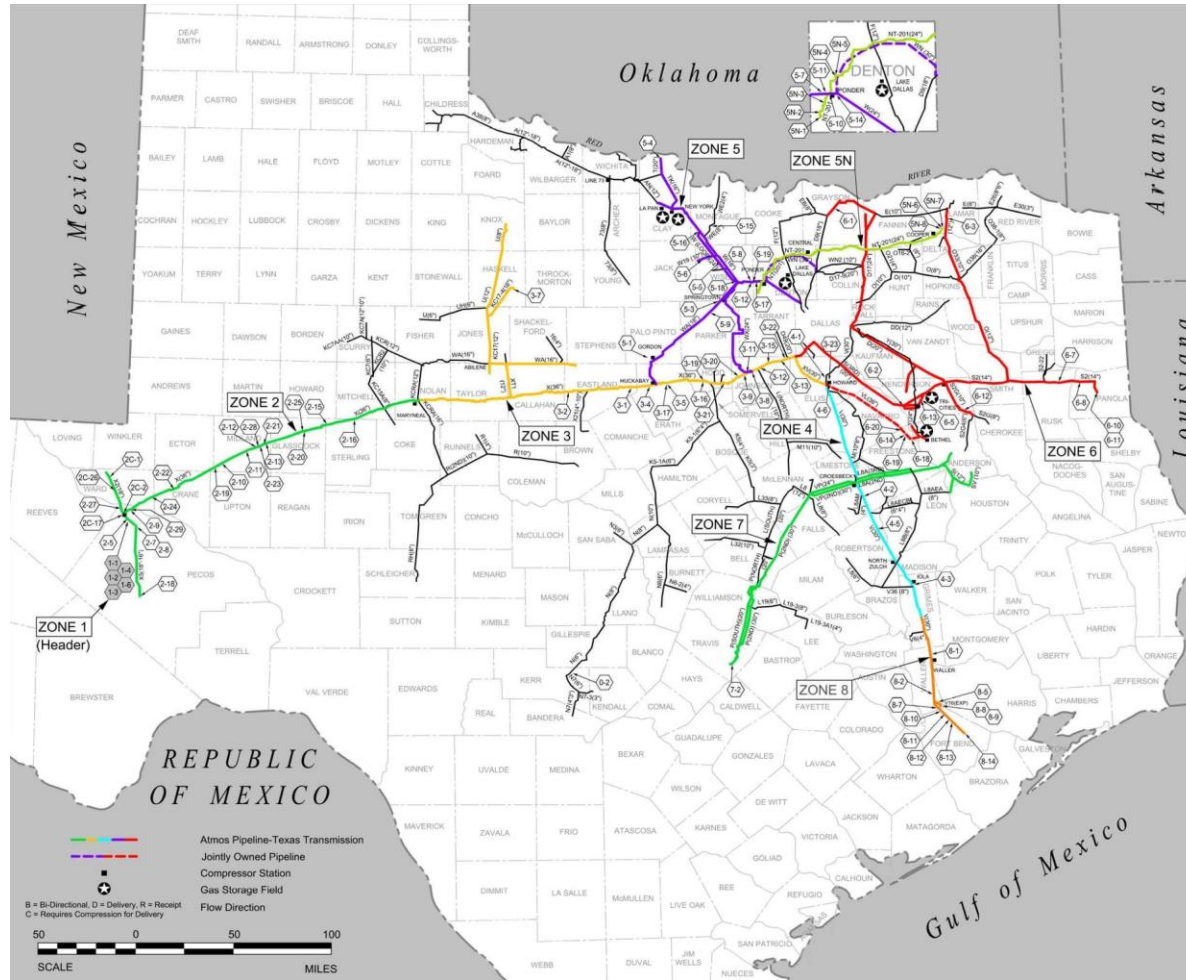
Para petróleo los oleoductos son: *Amdel (Sunoco), BP Pipelines, BridgeTex, Centurion, Enterprise Crude Pipeline, Kinder Morgan Wink Pipeline, Longhorn, Mesa (Plains), Mesa (Sunoco), Mobil, Oasis, Pecos River, Permian Express II, Phillips 66, Plains Cactus, Shell Pipeline, Sunoco Pipeline, Sunrise Pipeline (Plains), SXL, SXL Permian Express, West Texas Gulf (Sunoco), West Texas Pipeline*. De líquidos de gas natural son: *Chapparal, Transferencia de energía, Línea de líquidos Halley, Línea de productos JAL (Regency*

Energy Services, Lone Star Express, Lone Star West Texas, Sistema de líquidos Mesquite, Sistema MexTex NGL, Río Pecos, Conector Permian, Phillips 66, Quanah Gasoducto, Rocky Mountain (productos empresariales), Sand Hills, Seminole, Targa Midstream, West Texas LPG (Chevron) (NGI, 2019).

En cuanto a los principales gasoductos, *Atmos Pipeline- Texas* es uno de los principales ductos interestatales, con aproximadamente 5.6 mil millas que ofrece servicio de transporte pues se conecta a las áreas de producción y opera 5 instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural (Atmos, 2019); este gasoducto es propiedad de Atmos Energy, empresa que opera 76 mil millas de distribución y transmisión en Estados Unidos,

sus clientes son industriales, generadores de energía eléctrica, comercializadores de gas y productores (Atmos, 2019). En el mapa 2 se puede observar el gasoducto que atraviesa y conecta los centros de extracción de gas y petróleo de esta empresa dedicada al transporte de gas natural.

Mapa 2
Atmos Pipeline – Texas



Fuente: Tomado del sitio web de Atmos Energy.³⁵

³⁵ Mapa disponible en:
https://www.atmosenergy.com/sites/default/files/styles/panopoly_image_original/public/promo-image/interconnect_map_2018-04_0jpg.jpg?itok=wcdp9dIo

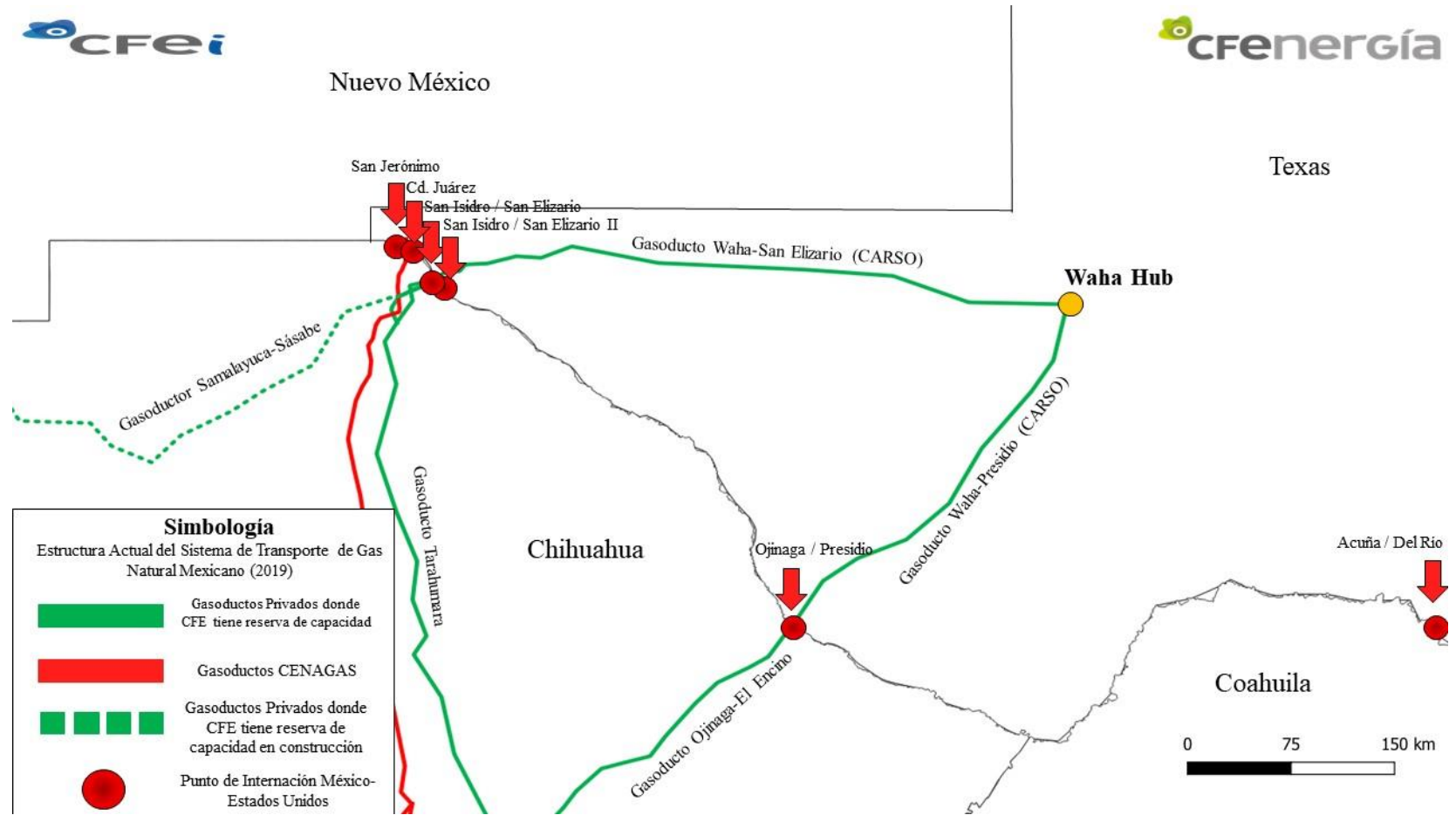
Otros gasoductos importantes que salen de la cuenca *Permian* son los llamados *Comanche Trail Pipeline* y *Trans Pecos Pipeline*, que son parte de una red inmensa de gasoductos que atraviesan el Estado de Texas. Esta red concentra su ramificación en el norte, el poniente y el suroriente; los dos gasoductos mencionados conectan directamente con *Waha Hub* para el transporte de gas natural texano hacia México. Ambos gasoductos son resultado de la necesaria infraestructura para la exportación de gas natural de Estados Unidos, toda vez que la Reforma Energética aprobada durante el sexenio de Enrique Peña Nieto entró en vigor; así como para la participación e implicaciones de distribución, transporte y suministro hacia nuestro país.

El gasoducto *Comanche Trail Pipeline* conecta el punto de producción de *Waha*, en la Cuenca *Permian* texana con San Elizario en la frontera con México; entró en operaciones en enero de 2017; mide aproximadamente 314 kilómetros (Transfer, 2019) pero lo reportado por la Secretaría de Energía reporta una extensión de 290 kilómetros (SENER, 2019). El gasoducto *Trans-Pecos Pipeline* igualmente conecta el punto de producción de *Waha* con la frontera mexicana con el Estado de Chihuahua, en el punto de Presidio. Entró en operaciones en marzo de 2017 y mide aproximadamente 238 kilómetros (Transfer, *Trans-Pecos Pipeline*, 2019) y la SENER reporta la misma extensión.³⁶ La construcción de este par de gasoductos fue posterior a la reforma energética de 2013, de tal manera que son estratégicos para la exportación de gas natural desde Texas hacia nuestro país, fueron promovidos la Comisión Federal de Electricidad en el sexenio de Peña Nieto, fueron desarrollados y son propiedad de *Energy Transfer* y *Carso Energy*. Como se puede ver en el mapa 3.

³⁶ Según reporta en su Informe, la información fue obtenida del documento Logros Presidenciales

Mapa 3

Gasoductos de internación desde Waha a México, 2019

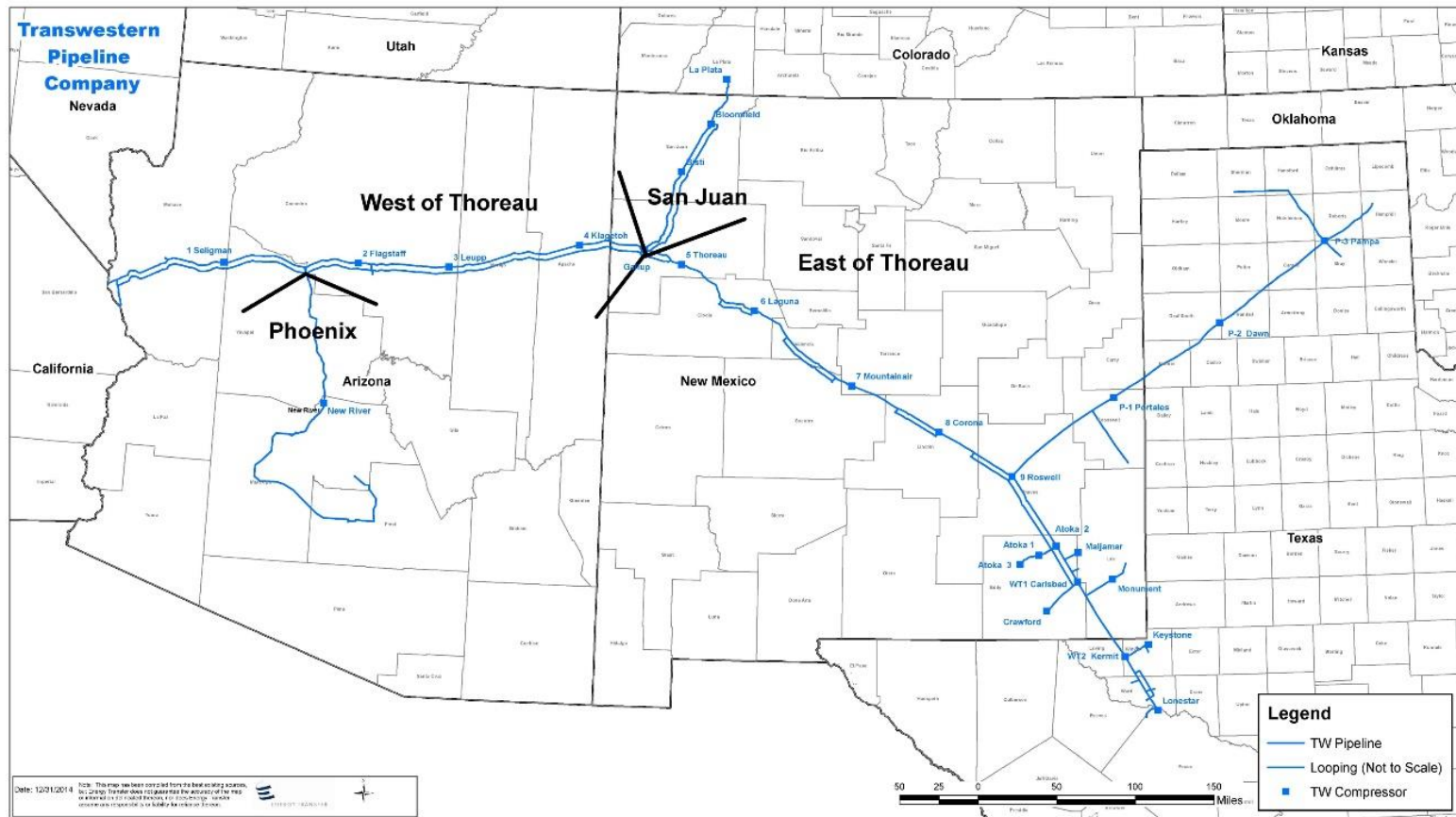


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019..

Transwestern Pipeline Company es un sistema de gasoductos que conectan varios estados del sur de Estados Unidos; entre los cuales abarca Arizona, Colorado, Nuevo México y Texas. A su vez, este sistema de gasoductos pertenece, de igual forma, a *Energy Transfer Partners* (Transfer, 2019). En el siguiente mapa (4) se observan los Estados por los que se extendía – hasta 2014- tal red de gasoductos:

Mapa 4

Red de gasoductos Trans western Pipeline Company



Fuente: Mapa tomado del sitio Web de Energy Transfer Partners³⁷

³⁷ Disponible en: <https://twtransfer.energytransfer.com/ipost/TW/maps/system-map>

El gasoducto Kinder Morgan Texas (KM Texas) es propiedad de la empresa que lleva el mismo nombre, así como el gasoducto El Paso (EPNG), ambos son importantes para la distribución en Texas y son parte de una red que mide aproximadamente 112.65 mil kilómetros de gasoductos para el transporte³⁸ de gas natural que atraviesa gran parte del territorio estadounidense. El gasoducto de El Paso mide aproximadamente 16.32 mil kilómetros para transporte de gas natural desde las cuencas de San Juan, *Permian* y Anadarko hacia California, Arizona, Nevada, Nuevo México, Oklahoma y al norte de México.

Oneok Westex Transmission es parte de una red de gasoductos interestatales reguladas por la FERC y que se ubican en Dakota del Norte, *Minnesota*, *Wisconsin*, *Illinois*, Indiana, *Kentucky*, *Tennessee*, *Oklahoma*, Texas y Nuevo México. En Texas, los gasoductos dentro del Estado están conectados a las principales formaciones productoras de gas natural en el Panhandle de Texas, incluida la formación *Granite Wash* y las subcuencas *Delaware* y *Midland* en la cuenca *Permian*. Los gasoductos tienen una capacidad de transportar gas natural a lo largo de la parte occidental de Texas, incluida el área de *Waha*, donde se interconecta con otros ductos para el transporte a los mercados occidentales, las exportaciones a México, el mercado de Houston Ship Channel al este y el mercado del Medio Continente el norte (Oneok, 2019).

En general Texas es un Estado con una gran cantidad de gasoductos operando en sus tierras puesto que, por su situación geográfica, además de distribuir gas natural extraído en este estado, principalmente de *Permian* y de *Eagle Ford*, también moviliza el excedente de la producción del nororiente de Estados Unidos para su venta; son dos los destinos principales del gas natural que se produce y que llega a *Permian*, la comercialización al occidente estadounidense y la exportación de gas natural hacia México.

1.2.3. Cuenca *Eagle Ford*

La cuenca de *Eagle Ford* se ubica al sur de Texas (ver mapa 1); su explotación data del año 2009 cuando EOG Resources implementó la técnica de *fracking* (Crooks, 2015), sin embargo, un año después esta empresa informó a inversores la existencia de reservas de petróleo de unos 900 millones de barriles de petróleo crudo (Crooks, 2015); hasta ahora, compañías como Carrizo Oil & Gas, *ConocoPhillips*, *Devon Energy*, *Encana*, *Goodrich*

³⁸ De casi el 40% de lo que consumen los Estados Unidos de América (KinderMorgan, 2019).

Petroleum, Penn Virginia, SM Energy Inc y Swift Energy, Rosetta Resources y Pioneer Natural Resources han reportado resultados de prueba alentadores en la perforación de pozos “Upper”³⁹ (NGI, 2016). La producción de gas natural de esta cuenca para enero de 2020 fue 6,843 mil millones de pies cúbicos diarios y 1,376 mil de barriles diarios de petróleo; pero al ser un condensado ligero, y las refinerías en Estados Unidos procesan crudos pesados, el hidrocarburo tiene que venderse a precios más bajos o con descuentos.

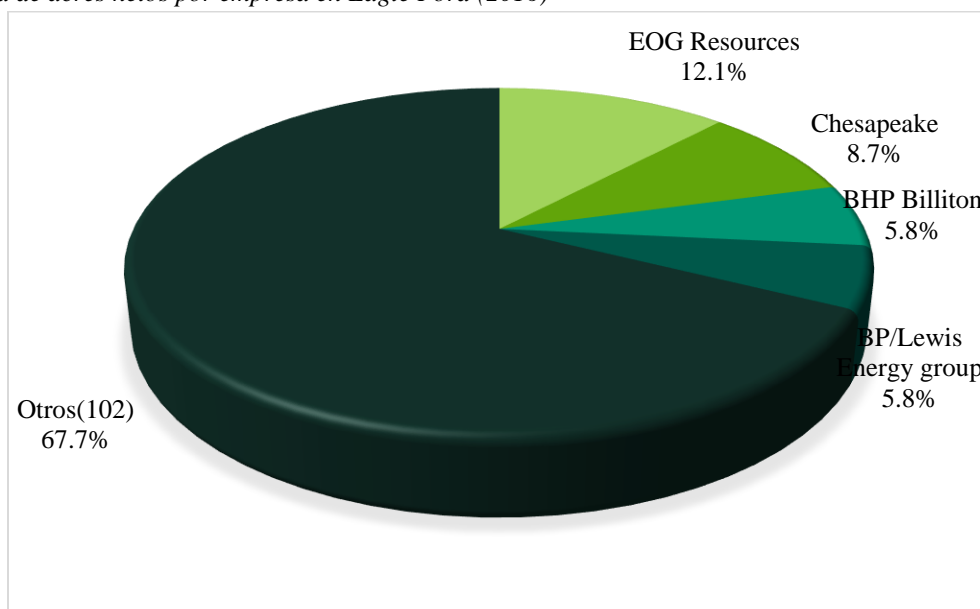
ExxonMobil posee más de 100 mil acres netos en esta cuenca y produjo en 2018, 35 mil pies cúbicos diarios (ExxonMobil, 2018); *ConocoPhillips* por su cuenta tiene 200 mil acres netos en esta cuenca de la que produjo en 2018, 184 mboed (ConocoPhillips, 2019); BP cuenta con 194 mil acres que produce 89 mil boed (BP, 2019); Carrizo Oil & Gas tiene 76.6 mil acres netos en propiedad (Carrizo, 2019); *Devon Energy* en el segundo semestre de 2019 produjo 49 mil boed en esta cuenca, de la cual el 48% fue petróleo (Devon, 2019); Goodrich Petroleum tiene 32.5 mil acres en esta cuenca (Goodrich, 2018); *SM Energy Inc* posee casi 80 mil acres en esta cuenca; y, *Swift Energy* han perforado o están en proceso de perforación de pozos en la parte superior de la cuenca *Eagle Ford*.

La posición respecto a la propiedad de acres netos de superficie en esta cuenca, según la información disponible de Natural Gas Intelligence del año 2016, nos muestra que BHP Billiton y PB/ Lewis Energy Group tienen 5.8% (300 mil acres) cada uno, le siguen Chesapeake Energy con el 8.7% (es decir, unos 449 mil acres); *EOG Resources* llegó a 12.1% (624 mil); por último, el 67.7% que equivalente a 3.5 millones de acres, están concentradas en 102 compañías más (NGI, 2016). Sin embargo, los datos no están actualizados debido a que el informe público de NGI no abarca los años recientes, pero se puede observar la distribución de la posesión de acres en la siguiente gráfica:

³⁹En esta cuenca, como en otras, la conformación se dio a partir de diferentes formaciones geológicas. La formación *Lower* es más prolífica en este caso, aunque esa condición no ha limitado la participación de capitales participando en su explotación.

Gráfica 6

Cantidad de acres netos por empresa en Eagle Ford (2016)



Fuente: Elaboración propia con datos libres de NGI, 2016.⁴⁰

De acuerdo con la gráfica 6, dentro de las “Otras” empresas, se encuentran: Lewis Energy, Escondido Resources, Verdun Oil & Gas y Venado Operating son cuatro de los principales operadores independientes de esta cuenca, se caracterizan por concentrar toda su producción en ésta. Lewis Energy⁴¹ es una empresa estadounidense con sede en Texas, se dedica principalmente a la extracción de gas natural, en esta cuenca el 98% de su producción es para gas natural y solo 2% para petróleo; Escondido Resources también estadounidense, se dedica al *upstream* de gas natural en un 99% y 1% para petróleo; Verdun Oil & Gas es una empresa texana que concentra toda su producción en esta cuenca, con una proporción de 70% y 30% para petróleo y gas, respectivamente; Venado Operating, de origen estadounidense dedica el 85%. Otro de los 5 primeros operadores es Hawkwood Energy quien concentra el 90% de su producción total en esta cuenca, en la cual produce petróleo en 89% y 11% de gas (Drillinginfo, 2019).

⁴⁰ Información disponible en: <https://www.naturalgasintel.com/eagleford-shale-acreage-positions>

⁴¹ Pemex firmó en 2018 contrato con Lewis Energy para la evaluación y explotación de un yacimiento no convencional en Coahuila como continuación de la explotación de la cuenca Eagle Ford. Tiene convenio con Chevron Phillips Chemical que le proporcionará tubería de plástico especializada para el transporte de agua residual. En el trabajo: Subdirección de Investigación y Análisis Estratégico. (2020). Aspectos generales de la formación de los hidrocarburos, se describe la conexión que existe entre las cuencas de hidrocarburos de México y EU, ya que, aunque existe división política entre ambos territorios no existe una división geológica, por lo que la cuenca es compartida entre estos dos países; lo mismo ocurre en el caso de la cuenca de Bakken ubicada en la frontera norte entre EU y Canadá.

Para el transporte de gas natural extraído en la cuenca *Eagle Ford*, los principales gasoductos son, en su mayoría, propiedad de *Kinder Morgan*; y gasoductos de empresas como *Energy Transfer*, *Enterprise Products*, *Gulf South*, *Houston Pipeline*, *NET Mexico*, *Spectra*, *Texas* y *de Williams*.⁴² Para el transporte de petróleo los principales oleoductos son: *Double Eagle*, *Energy Transfer*, *Enterprise*, *ETC Rio Bravo*, *Harvest*, *Kinder Morgan*, *Koch Pipeline*, *Longhorn*, *NuStar*, *Plains*, *Springfield Pipeline*, *TEPPCO South* y *VEX Pipeline*. Los principales ductos para líquidos de gas natural son: *Aegis*, *Copano*, *Energy Transfer*, *Maverick Field NGL System*, *Phillips 66 (LPG)*, *Sand Hills*, *Texas Pipeline* y *Three Rivers*.

1.2.4. Appalachia (Marcellus)

La cuenca de los Apalaches en su conjunto produjo 33,402 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en enero de 2020 (EIA, 2020). La Cuenca de *Marcellus* se ubica - mayoritariamente-en Pensilvania, también al suroeste de Nueva York y extensiones en Virginia Occidental y Ohio; en general en la región norte de los Apalaches (Véase Mapa 1). Es el campo de explotación más importante de la gran cuenca de los Apalaches y de Estados Unidos en cuanto a producción de gas natural. En cuanto a la propiedad de la superficie en la Subcuenca de *Marcellus* para el año 2016 aparece *Chevron*⁴³ con un 7.2% (718 mil) acres, *Exxon Mobil* con 7.4% (740 mil), *Southwestern Energy* con 7.5% (756 mil), *Seneca Resources (NFG)* con 7.9% (790 mil); el 70 % restante (7,026 mil) corresponde a 89 compañías pequeñas⁴⁴ (NGI, 2016), como se puede observar en la siguiente gráfica.

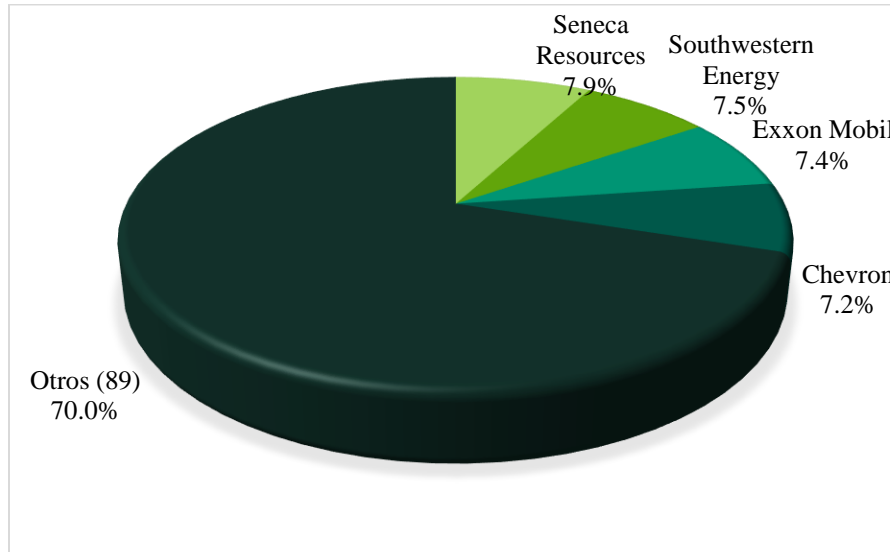
⁴² En este trabajo no se investigarán las imbricaciones que tiene las empresas mencionadas, sin embargo, se conectan con otras que tejen una gran red en Estados Unidos y con la frontera hacia México y Canadá.

⁴³ Aunque para 2019 su propiedad disminuyó a 428 mil acres netos, *Chevron* siguió siendo también uno de los mayores arrendatarios (Chevron, 2019)

⁴⁴ En el informe público de *Natural Gas Intelligence* no especifica cuáles son estas empresas.

Gráfica 7

Cantidad de acres netos por empresa en Marcellus (2016)



Fuente: Elaboración propia con datos libres de NGI, 2016 disponibles en <https://www.naturalgasintel.com/marcellus-Shale-acreage-positions>

Para el transporte de gas natural, los principales gasoductos que salen de la cuenca Marcellus son: *Columbia Gulf Transmission, Constitution Pipeline, Dominion Transmission, Empire Pipeline, Equitrans, Leidy Hub, Millennium, Mountain Valley, Nexus Gas Transmission, National Fuel Gas, Rover, Spectra Carolina, Tennessee, Texas Eastern Transmission* y *Transco*. Para los líquidos de gas natural son: *ATEX Express, Mariner East, TEPPCO, UMTF*; mientras que no tienen ductos para el transporte de petróleo (NGI, 2016).

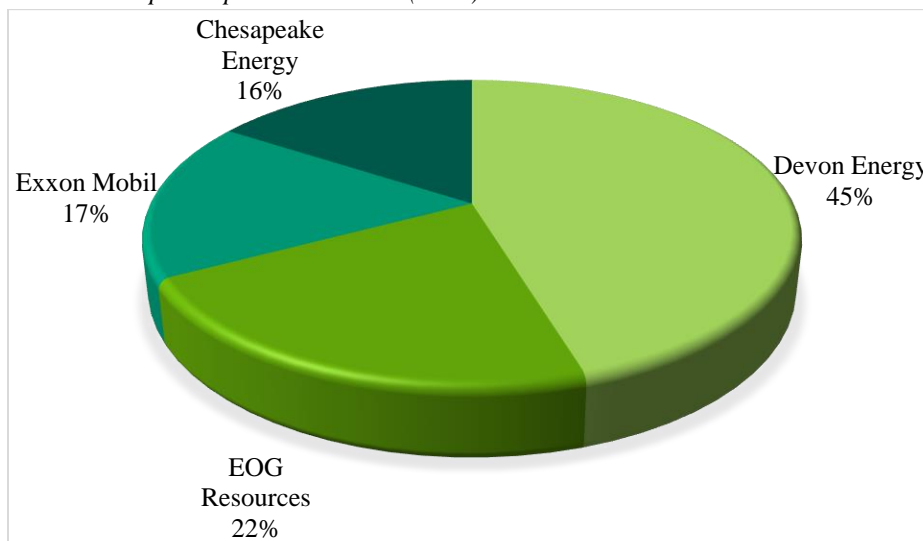
1.2.5. Cuenca Barnett

La cuenca *Barnett* se ubica en el norte de Texas, fue la primera cuenca en que se utilizó en método de *fracking* en Estados Unidos, desde 1981 (EEC, 2016). Hasta finales de 2010 fue la primera productora de gas natural cuando en Haynesville se produjeron más de 5 bpcd y en 2012, esa misma cantidad por Marcellus, que igualmente superaría los 5 bpcd (EIA, 2019). De acuerdo con la información disponible públicamente, los mayores productores en 2015 de gas *Shale* son *Devon Energy* con 26.4%, *Chesapeake Energy* con 20.1%, *ExxonMobil/XTO Energy* con 14%, *EOG Resources* con 10.5% y en noveno lugar aparecía *ConocoPhillips* con apenas 1.5% de la producción total. La participación respecto a la propiedad de acres en la cuenca la lidera *Devon Energy* con 45.3% (615), *EOG Resources*

21.9% (298), *Exxon Mobil* 16.9% (230), *Chesapeake* 15.8% (215); aunque operan otras 30 empresas en esta cuenca (NGI, 2016), como se puede observar en la siguiente gráfica.

Gráfica 8

Cantidad de acres netos por empresa en Barnett (2016)



Fuente: Elaboración propia con datos libres de NGI, 2016.⁴⁵

Para el transporte de gas natural, los principales gasoductos son: *Atmos*, *Crosstex N. Texas*, *Energy Transfer*, *Enterprise Products*, *Gulf Crossing*, *NGPL*, *OkTex Pipeline* y *Tolar Hub*; aunque el petróleo no es el fuerte de esta cuenca tiene los siguientes oleoductos principales: *Amdel (Sunoco)*, *Basin*, *BP Pipelines*, *BridgeTex*, *Central Texas (Sunoco)*, *CK Red River (Plains Pipeline)*, *Enterprise Crude Pipeline*, *North Texas (ConocoPhillips)*, *NuStar*, *Pegasus (ExxonMobil)*, *Permian Express II (Sunoco)*, *Phillips 66 Pipeline*, *Seaway*, *Sunoco Pipeline*, *SXL, Texas (Sunoco)* y *West Texas Gulf (Sunoco)*. De igual forma respecto a los líquidos de gas natural tiene los siguientes ductos: *Arbuckle*, *Cowtown*, *Energy Transfer*, *Enterprise Products*, *NGL Parker (EnLink)*, *Southern Hills*, *Sterling I*, *Sterling II*, *Texas Express NGL*, *Tolar (DCP)* y *West Texas LPG (Chevron)* (NGI, 2016).

1.2.6. Cuenca Haynesville

La cuenca de *Haynesville* se encuentra entre los Estados de Louisiana y Texas. Es una formación de gas natural seco comprendidas entre 10 mil y 14 mil pies de profundidad, es decir entre 3 y 4.25 km. Para el mes de diciembre de 2019 la producción diaria de gas natural

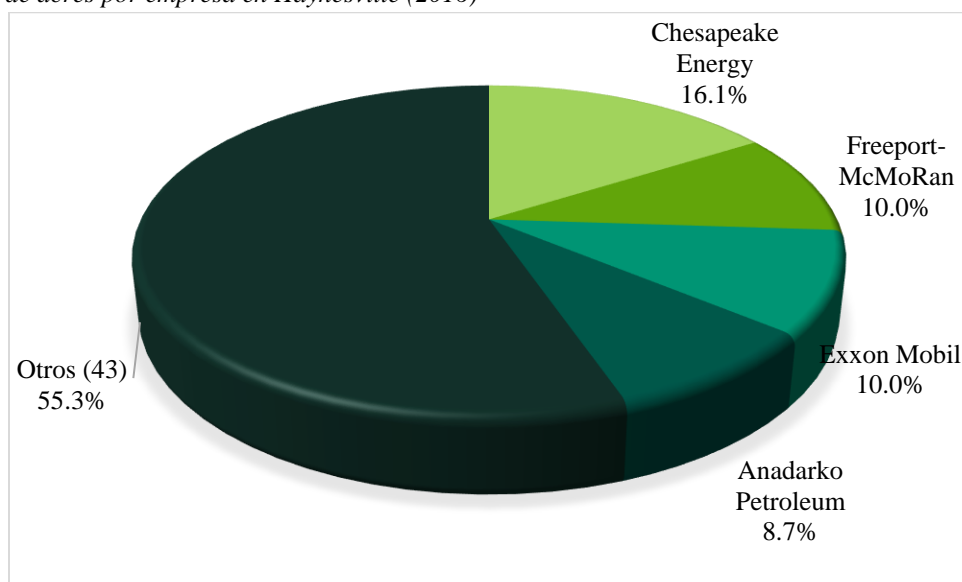
⁴⁵ Información disponible en: <https://www.naturalgasintel.com/barnett-shale-acreage-positions>

equivalió a 12.59 mil millones de pies cúbicos (EIA, 2020). Los recursos fueron descubiertos por Chesapeake en 2008, pero al ser una cuenca productora solo de gas fue desdeñada hasta 2015 que empresas como *EXCO Resources*, *BG Group* y *Goodrich Petroleum* se interesaron en la explotación de esta cuenca.

En 2016, según datos de la GNI, la explotación de la tierra en la cuenca Haynesville/Bossier estuvo liderada por Chesapeake Energy, empresa dedicada a la exploración, producción y comercialización de petróleo y gas natural pero no es dueña de tierras sino que las arrienda (Chesapeake, 2019), con el 16.1% (387 mil acres) del total de superficie de la cuenca; *Freeport-McMoRan* y (241 mil acres); *Anadarko petroleum* tuvo el 8.7% (240 mil acres); otras 43 empresas sumaron el 55.3% de acres totales (1.33 millones) (NGI, 2016). La distribución en 2016 se puede observar en la siguiente gráfica:

Gráfica 9

Cantidad de acres por empresa en Haynesville (2016)



Fuente: Elaboración propia con datos libres de NGI, 2016.⁴⁶

En su informe 2018, *Chevron* afirma contar con 71 mil acres en *Haynesville* (*Chevron*, 2018); *ExxonMobil* tiene más de 200 mil acres netos en esta cuenca de la que produce 207 mil pies cúbicos diarios (*ExxonMobil*, 2018) y *BP* cuenta con 194 mil acres con 720 ubicaciones de perforación, su producción diaria es de 85 mil boe. La participación de

⁴⁶ Información disponible en: <https://www.naturalgasintel.com/haynesville-shale-acreage-positions>

operadores privados independientes está liderada por empresas estadounidenses: Indigo Mineral que dedica el 87% de su producción total en esta cuenca para *upstream* solo de gas natural; *Vine Oil & Gas* y *Covey Park Energy*, creada en 2016 y en 2013, respectivamente, se dedican al gas natural exclusivamente en esta cuenca; GEP Haynesville dedica el 96% de su producción en esta cuenca y se centra a gas natural; *Aethon Energy Management*, de creación en 2014, en esta cuenca se dedica a *upstream* de gas natural equivalente a 49% de su producción total.⁴⁷ Además de la participación de *Goodrich Petroleum Company* que cuenta con 38 mil acres en esta cuenca.

Los principales ductos para gas natural son: *Acadia Gas Pipeline*, *Atmos*, *Carthage Hub*, *CenterPoint Energy*, *Enterprise Products*, *Gulf South*, *HPL*, *KM Tejas*, *Louisiana Intrastate Gas*, *Mississippi River Transmission*, *NGPL*, *RIGS*, *Southern Natural*, *Tennessee*, *Texas Eastern Transmission*, *Texas Gas Transmission*, *Tiger Pipeline*. Respecto a los ductos para crudo son: *Arklatex*, *BKEP Pipeline*, *BP Pipelines*, *ExxonMobil*, *Mid Valley Pipeline*, *North Louisiana System (ExxonMobil)*, *Paline Pipeline*, *Plains*, *Sunoco Pipeline*, *SXL*, *West Texas Gulf (Sunoco)*. Para el transporte de líquidos de gas natural los principales ductos son: *ATEX*, *Black Lake Pipeline*, *DCP Midstream*, *Enable Ethane System*, *Enbridge*, *Enterprise Products*, *Markwest Carthage System*, *San Jacinto Pipeline*, *Sterling I*, *Sterling II*, *Sterling III*, *TEPPCO (NGI, 2016)*.

1.2.7. Notas sobre la explotación de las Cuencas

Generalmente en todas las cuencas la participación de grandes empresas trasnacionales, *las mayores*, que dedican sus negocios e inversiones en toda la cadena de valor y en la participación de activos en NOC's e independientes, implican una ventaja con relación a las empresas *independientes*, pues éstas últimas se dedican casi siempre a la exploración y producción con financiación de bancos. Si bien parece que existe la libre competencia entre las empresas, las mayores no tenían tanta presencia en la explotación no convencional en las principales cuencas de Estados Unidos, pero si rentaban sus tierras para que otras, que generalmente son las independientes estadounidenses, exploraran y explotaran los yacimientos por métodos no convencionales, absorbiendo así el riesgo y los costos que implican. A pesar de que las mayores producen en todo el mundo, menor cantidad de petróleo

⁴⁷ Ver anexo 1 "Principales 5 productores por cuenca en EUA, 2019".

y gas con relación a las NOC's y a las independientes, si mantienen una ventaja pues tienen algún interés en activos de las dos anteriores. Por otro lado, la infraestructura que poseen está en toda la cadena de valor, de forma que cuentan con infraestructura propia para la transformación de hidrocarburos en combustibles y otros productos de petróleo, en casi todo el mundo.

Estos dos elementos, la participación en toda la cadena de valor y la renta de sus activos, así como la participación financiera en la estructura de capitales de otras empresas petroleras, permite a las mayores repartir las actividades petroleras, y sus mercados *upstream* y *downstream* de Estados Unidos. Tal división de los mercados tiene que ver con la producción llevada a cabo por las independientes pero su producto es comprado por las *mayores* y por comercializadoras para la transformación en combustibles y otros productos de petróleo que venden a través de varias marcas. Las mayores petroleras tienen brazos comercializadores que se dedican a la compra de hidrocarburos y a la venta de éstos a terceros; en ambos casos recuperan una ganancia extraordinaria por los precios mundiales del petróleo.

2. La producción gasífera de EU y las importaciones de gas natural de México, mediante gasoductos.

El crecimiento de la producción en EUA mediante la actividad en sus cuencas no convencionales ha permitido que las exportaciones hayan crecido por encima de sus importaciones de gas natural, en esa dinámica México se ha convertido en su principal mercado de exportación, para ello no sólo ha sido necesaria la infraestructura de gasoductos en EUA sino una industria del transporte complementaria que opere en territorio nacional, que después de 1995 se ha transformado predominantemente en privada, como más adelante será abordado.⁴⁸

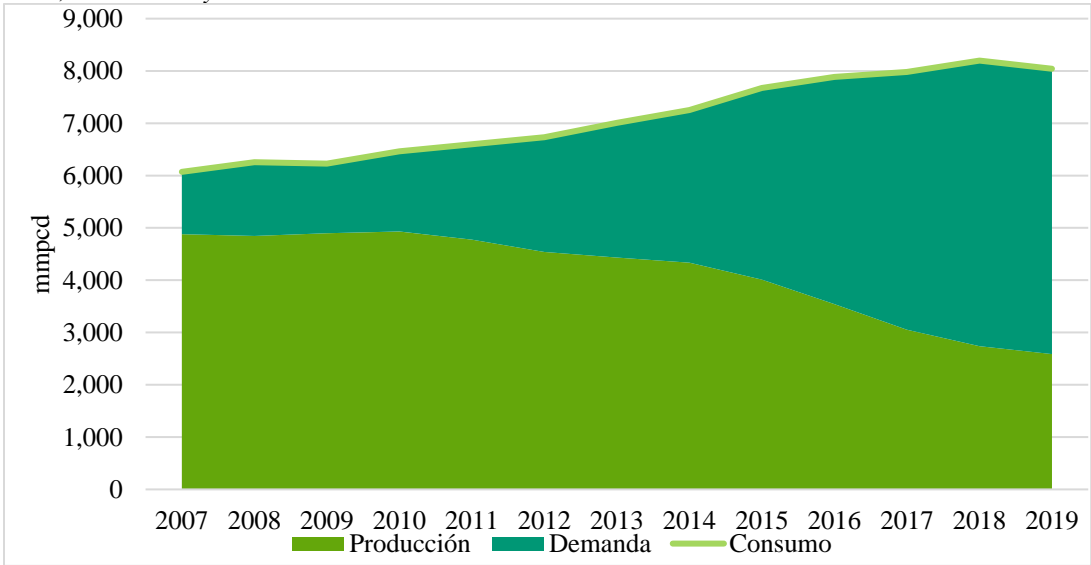
Son dos elementos los que determinan el destino del excedente de gas natural estadounidense: la necesaria demanda de otro país, -léase México-, y la infraestructura para su traslado. La demanda de gas natural de México se ha incrementado debido a la diferencia

⁴⁸ Para profundizar al respecto, revise el trabajo de la Subdirección de Investigación y Análisis Estratégico. (2020). Panorama del gas natural en México. Causas para entender el auge del gas natural en la industria eléctrica nacional.

entre lo que se produce y lo que se consume, tal brecha se ha hecho cada vez más grande por la constante reducción de la producción y la demanda creciente de nuestro país, medidas implementadas durante el periodo neoliberal.

En la siguiente gráfica (10) se puede observar en el área verde más clara la diferencia entre Consumo y Producción de nuestro país, que sólo puede ser compensada con importaciones, cada vez más crecientes. Como se mencionó en la introducción de este documento, México compra más del 90% del total de importaciones de gas natural a Estados Unidos. Esta relación comercial implica una clara dependencia también en términos de generación de energía eléctrica debido a que entre el 54% y el 59% de generación eléctrica es a partir de gas natural.⁴⁹

Gráfica 10
Consumo, Producción y Demanda GN en México



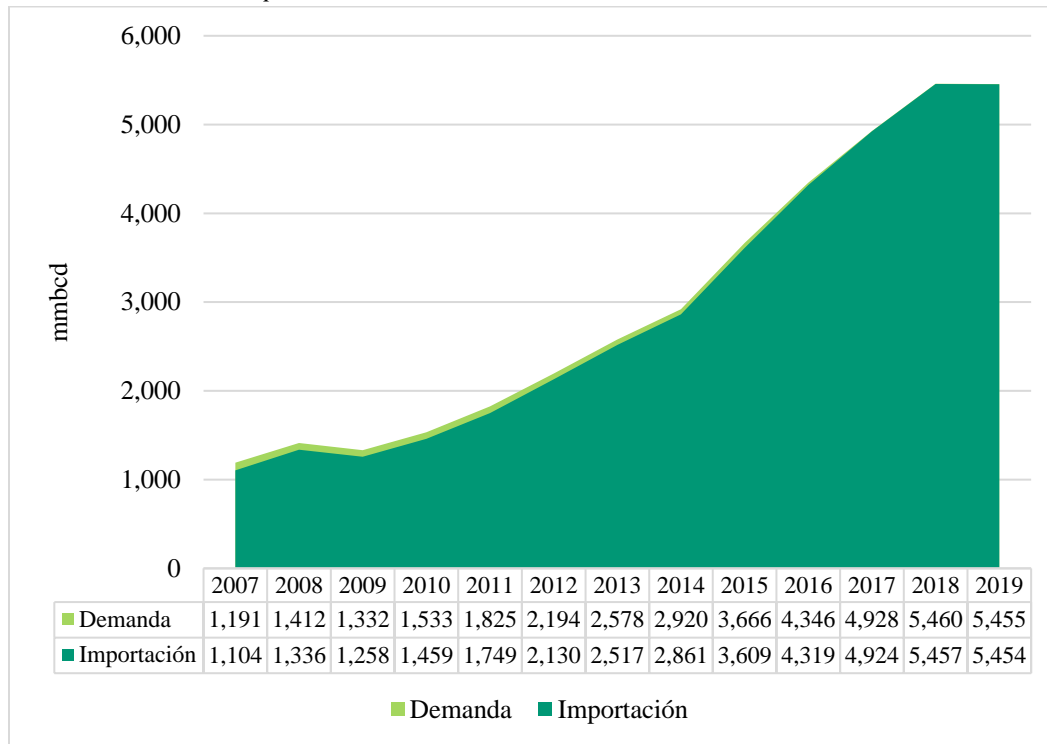
Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2019

La diferencia entre el consumo y la producción se satisface con importaciones cada vez mayores, al punto en que prácticamente en 2019 la demanda fue satisfecha con la importación de gas natural; cómo se puede observar en la siguiente gráfica, el área azul (demanda) es cubierta por la gris (importación).

⁴⁹ Según la CNH es del 54% y los datos de BP es del 59%.

Gráfica 11

Relación entre Demanda e Importación de GN en México



Fuente: Elaboración propia con datos de CNH, 2019 (CNH, 2019).

En la producción petrolera son dos tipos de mercancías las que se comercializan: los hidrocarburos y los productos derivados de éstos. Sin embargo, para el consumo productivo de los hidrocarburos y específicamente del gas natural, es menester su desplazamiento desde las cuencas hasta los puntos de internación por medio del transporte vía gasoductos. La industria del transporte se separa de la industria petrolera aun cuando depende de ella, en cuanto la mercancía gas natural necesita ser trasladada de un lugar a otro, exige un proceso adicional de producción dentro de la industria del transporte. Por tal motivo en la industria petrolera existen empresas que participan en el llamado sector *Midstream*, como almacenamiento y transporte, pero que implica un funcionamiento real separado de la explotación de los recursos hidrocarburos.

La mercancía de la industria del transporte es el servicio transporte, es decir, el trasladar de Estados Unidos gas natural para su consumo y conversión en otra mercancía industrial como materia auxiliar, por ejemplo, hacia México el gas natural es trasladado para que aquí sea procesado para la generación eléctrica -mayoritariamente a cargo de la CFE- o bien para

ser combustible de calefacción destinado para los diversos usos que el resto de la industria nacional demanda. En el caso específico de CFenergía, para que pueda acceder a la compra del gas natural y posteriormente suministrarlo a la CFE, tiene que recurrir a la filial CFE Internacional la cual contrata a diversas empresas transportistas, encargados de mover o trasladar el gas natural (molécula) que compró con anticipación y se trasladara dentro del territorio estadounidense con destino la frontera sur y su posterior distribución en México. Entre los que ofrecen este servicio a CFE internacional se encuentran gasoductos de *Kinder Morgan, Sempra Gas & Power, Tenaska Marketing, ONEOK, Energy Transfer, WhiteWater Midstream, Howard Energy, Plains All American y Spectra Energy Partners*.

Cada una de estas empresas son comercializadoras que no tienen una relación subsidiaria con las mayores petroleras mundiales ni de los productores independientes estadounidenses, lo que refleja que el transporte particularmente de gas natural es una industria separada de la industria petrolera. A continuación, se describe a cada una de las empresas que transporta el gas natural que CFE internacional vende a CFenergía.

Kinder Morgan es una empresa de infraestructura energética, también es de las principales en toda Norteamérica. *Sempra Gas & Power* pertenece a *Sempra Energy*,⁵⁰ compañía de infraestructura energética en Norteamérica. *Tenaska Marketing Ventures* es una empresa de energía, de las más grandes de Estados Unidos; ofrece suministro de combustible, servicios de mercado y logística, gestión de activos y servicios financieros (Tenaska, 2019). ONEOK es una empresa proveedora de servicios que conecta las cuencas de suministro con mercados clave, principalmente en la cuenca *Permian* y en el norte de Texas, con redes de recolección en las regiones de Medio Continente y las montañas Rocosas. Energy Transfer tiene una infraestructura en Estados Unidos que alcanza 38 estados, pero en Texas cuenta con una amplia red de gasoductos desde las principales cuencas; además se dedica al transporte, almacenamiento y terminación de gas natural, petróleo crudo, LGN, productos refinados y gas natural líquido (EnergyTransfer, 2019). WhiteWater Marketing es una empresa de infraestructura independiente que opera principalmente en Texas. *Howard Energy Partners* es una compañía texana dedicada al *Midstream*; en conjunto con Grupo CLISA tiene una empresa llamada Nueva Era Pipeline, LLC., dedicada a suministrar gas

⁵⁰ Al igual que IENova, Southern California Gas Company (SoCalGas) y San Diego Gas & Electric (SDGE).

natural a México por parte del estado de Nuevo León. Plains All American pertenece a Plains GP Holdings; es de las mayores compañías de infraestructura en Norteamérica dedicada al *Midstream*. *Spectra Energy Partners* es parte de *Enbridge* quien se dedica al transporte de gas natural y petróleo (20% del GN que se consume en EUA y 2/3 partes del crudo que se exporta de Canadá a EUA (Endbridge, 2019).

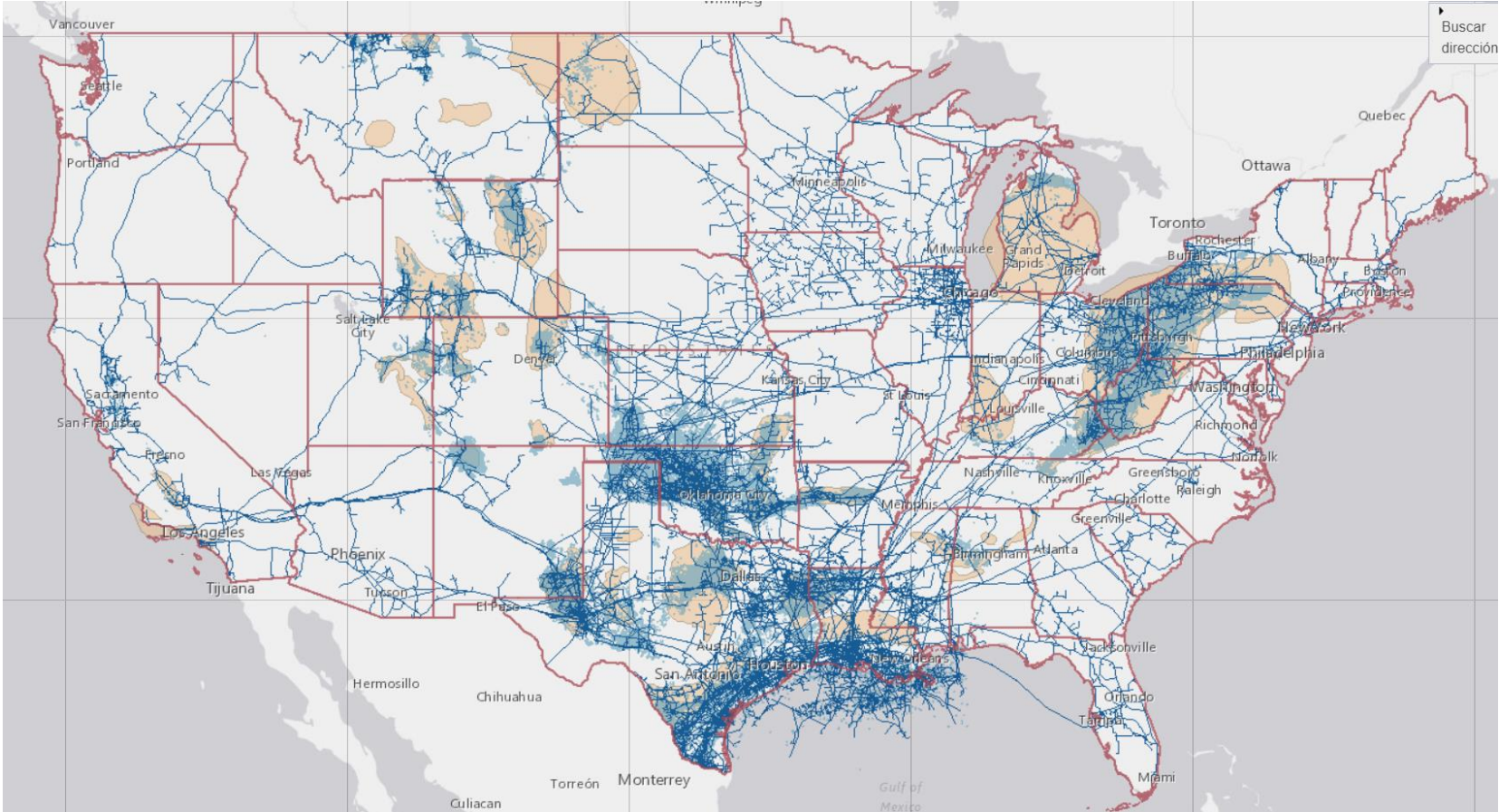
Cabe resaltar que estas empresas no son las únicas dedicadas a la comercialización de hidrocarburos y específicamente de gas natural, pues las mayores petroleras si comercializan sus productos; para precisar, CFE internacional también compra gas natural a BP, *Chevron*, *ConocoPhillips* y a *Exxon Mobil*, aun cuando en esa transacción la cantidad de compra-venta no sea tan grande si muestra que las mayores también comercializan gas natural. Empero como se mencionó, si a las *comercializadoras independientes* sumamos la participación de los brazos *comercializadores* de las *mayores* en el mismo sector *Midstream*, encontramos que el transporte al que ellos se dedican tiene que ver, principalmente, con otros combustibles como el petróleo y los derivados de éste por vía terrestre y ductos especiales para el petróleo y gasolinas, así como su almacenamiento para su posterior transformación. La participación de *comercializadoras independientes* tiene el fundamento en la necesaria “salida” de gas natural impulsada por la gran cantidad producida después del boom oleo-gasífero por métodos no convencionales en Estados Unidos.

La separación entre la industria del transporte de hidrocarburos, específicamente del gas natural, por su singular característica que necesita su traslado para ser consumido y que la infraestructura existente no se da abasto para la compresión de las grandes cantidades que producen las cuencas estadounidenses. Además, de la restricción para venteo en su totalidad debido a las normas, federales y estatales, de ese país que regulan la cantidad de gas natural que se puede quemar y ventear, impulsan la constante capitalización de la industria del transporte en múltiples empresas con distinta infraestructura en tamaño y en capital determinado por la producción de gas y petróleo por *fracking*.

En el siguiente mapa (5) se puede ver la extensa red de gasoductos solo para el transporte de gas natural. Las manchas de color azul señalan los pozos de gas, las manchas en color amarillo señalan los *plays* (conglomerados) de petróleo crudo y de gas *Shale*. Las líneas azules dispersas por el territorio estadounidense figuran la red de gasoductos,

interestatales e intraestatales, que conectan a todo el país del norte. Ello implica la unión de las diversas empresas en la industria y bajo la misma legislación que permite exportar (e importar) gas natural.

Mapa 5
Red de gasoductos en EUA

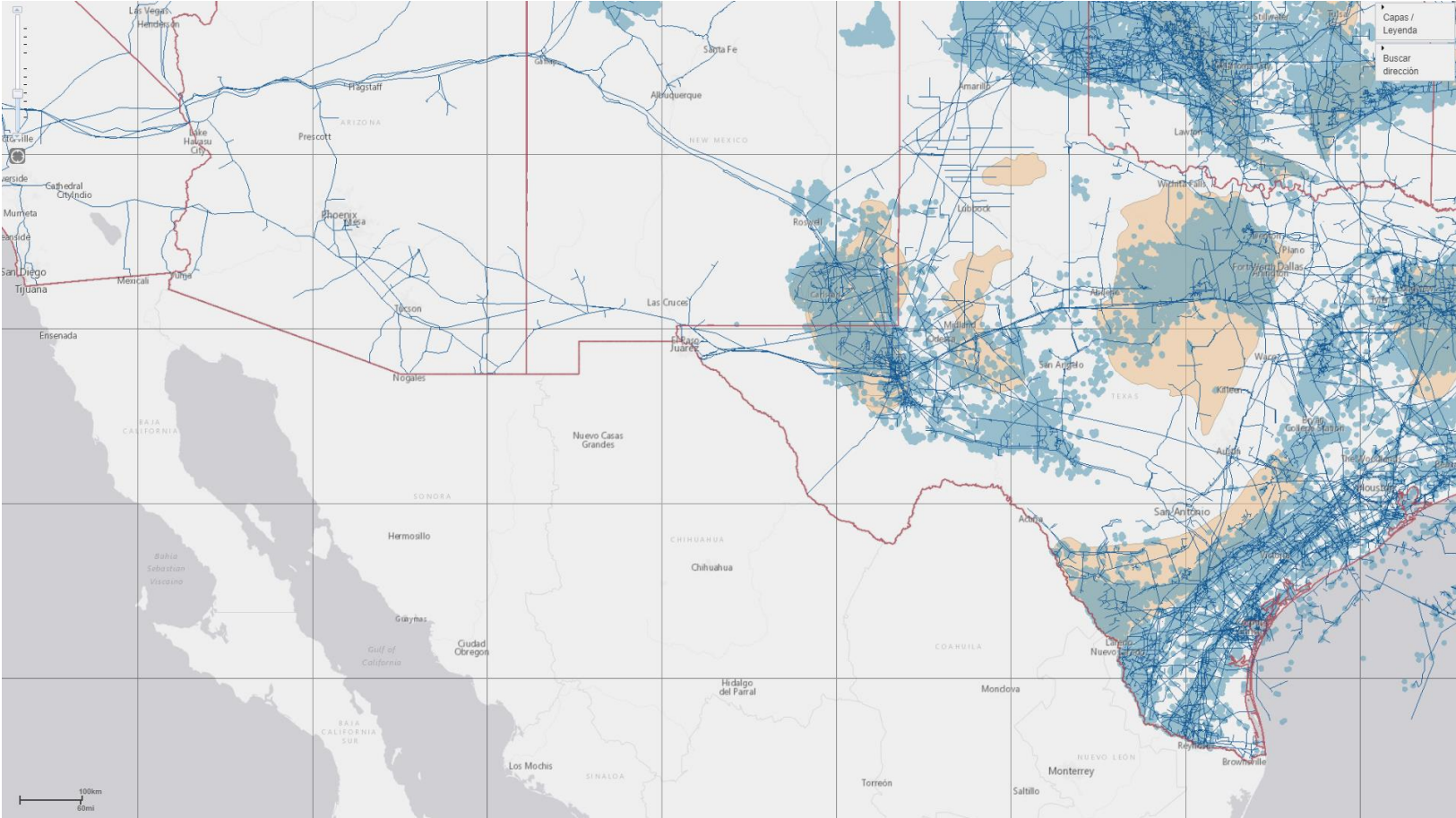


Fuente: Tomado de Energy Information Administration, 2019.

En el mapa 6 se puede apreciar la inmensa cantidad de gasoductos que existen en Texas y que distribuyen también gas natural hacia occidente. De manera similar las manchas de color azul señalan los pozos de gas, las manchas en color amarillo señalan los *plays* (conglomerados) de petróleo crudo y de gas *Shale*; mientras que las líneas azules figuran la red de gasoductos, interestatales e intraestatales, que conectan con la frontera norte de México. Actualmente, como se verá más adelante la importación de GN se da por medio de 24 puntos de internación.

Mapa 6

Red de gasoductos que llegan a la frontera norte mexicana



Fuente: Tomado de Energy Information Administration, 2019.

2.1. Comercialización

Los fundamentos legales que permitieron la comercialización de gas natural, específicamente la compra por CFE mediante sus filiales (CFE Internacional y CFenergía), están determinados por la Reforma Energética de 2013. Sin embargo, las comercializadoras en Estados Unidos se pueden agrupar en *independientes de Midstream* de la industria petrolera, *comercializadoras* que no tiene injerencia en la producción petrolera o gasífera y las *mayores petroleras*. CFE internacional, filial comercializadora de CFE en Estados Unidos, pertenece a las comercializadoras de hidrocarburos que no tienen participación en la producción.

A diferencia de CFEi, las *mayores petroleras* tienen consolidadas operaciones en toda la cadena de valor que les permite la comercialización de crudo y gas natural, así como de productos derivados de petróleo, es decir, en la industria petroquímica en varios países alrededor del mundo. Por ejemplo, “*Chevron* es una de las principales compañías integradas de energía del mundo, con filiales que realizan negocios en todo el mundo” (Chevron, 2020), específicamente la empresa filial que se dedica a la comercialización de gas natural en Estados Unidos es *Chevron Natural Gas*, a *division of Chevron U.S.A. Inc*; *ConocoPhillips*, *Exxon Mobil*, BP, Eni, *Shell* y Total hacen lo propio con sus filiales comercializadoras para cada país en donde tienen operaciones.

Otro elemento para considerar es que en nuestro país el productor de petróleo y gas natural es PEMEX y, sin embargo, con el desmantelamiento como paraestatal – y de CFE-, la producción organizada para satisfacer el consumo se dejó a las fuerzas del mercado. Así CFE pasaría a ser una empresa de energía cuando no produce; la contradicción radica en que CFE solo utiliza los insumos, en este caso gas natural, para generación de energía eléctrica, aun cuando comercialice otros hidrocarburos en menor proporción.

El Decreto por el que se reformaría y adicionarían diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia Energética,⁵¹ con fecha de publicación del 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación, estableció una serie de reformas a la estructura logística y de participantes en el sector energético. De

⁵¹ Diario Oficial de la Federación (2013). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Consultado el 1 de octubre de 2019 en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

manera sencilla, junto con Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pasaría a ser una empresa que permitiría la inversión privada de capitales en sus respectivas cadenas de valor, por supuesto todo ello acompañado de un conjunto de modificaciones jurídicas que vienen desde la década de los noventa.⁵²

En México, las actividades que integran la cadena de valor del sector energético están reguladas por un marco jurídico resultado de la Reforma Energética de 2013 (CFEnergía, 2018). Para la nueva organización y funcionamiento de la comercialización de hidrocarburos se delimitó la coordinación de órganos reguladores en materia energética tal como la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con el planteamiento de garantizar la transparencia en contratos, permisos y procesos de licitación para el suministro efectivo de la materia prima a importar; tal transparencia sería formal y quedaría escrita muchas veces. Se creó también el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) para administrar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS). Así como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que se encarga de gestionar el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista.

2.2. CFEnergía y CFE Internacional.

Particularmente para la Comisión Federal de Electricidad, la Reforma Energética (RE) implicó convertirse en una Empresa Productiva del Estado (EPE) que permitiría profundizar la participación de capital privado en su cadena de valor. Fue el 10 de noviembre de 2014 que la Dirección General de la CFE propuso a su Consejo de Administración, la necesidad de crear dos empresas filiales (EF's): la CFE Internacional LLC (CFEi) y CFEnergía S.A. de

⁵² Los antecedentes de la privatización de la industria eléctrica nacional encuentran su origen en la reforma a la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, por la que se regían hasta entonces la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, en 1992, abrió la participación de productores privados, bajo dos figuras: los productores independientes de energía y los pequeños productores. De esa manera, los productores podían vender la energía eléctrica generada, a CFE, así como su exportación y autoabastecimiento. Posteriormente, con la creación de la Ley Orgánica de PEMEX y Organismos Subsidiarios, se dio la fragmentación de PEMEX en cuatro empresas: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica. Esa desarticulación preparó las condiciones para que, en 1995, mediante los proyectos de impacto diferido en el gasto público (PIDIREGAS), fueron los instrumentos para que los privados participaran en actividades de exploración y producción de hidrocarburos y gas. la reforma a la ley orgánica de PEMEX en el año 1995 permitió la privatización de la industria del gas natural en México. El proceso de privatización y apertura comercial de la industria del gas natural fue culminado en 2013, con la fragmentación de CFE en subsidiarias que permitieron la liberalización del área comercializadora de energéticos.

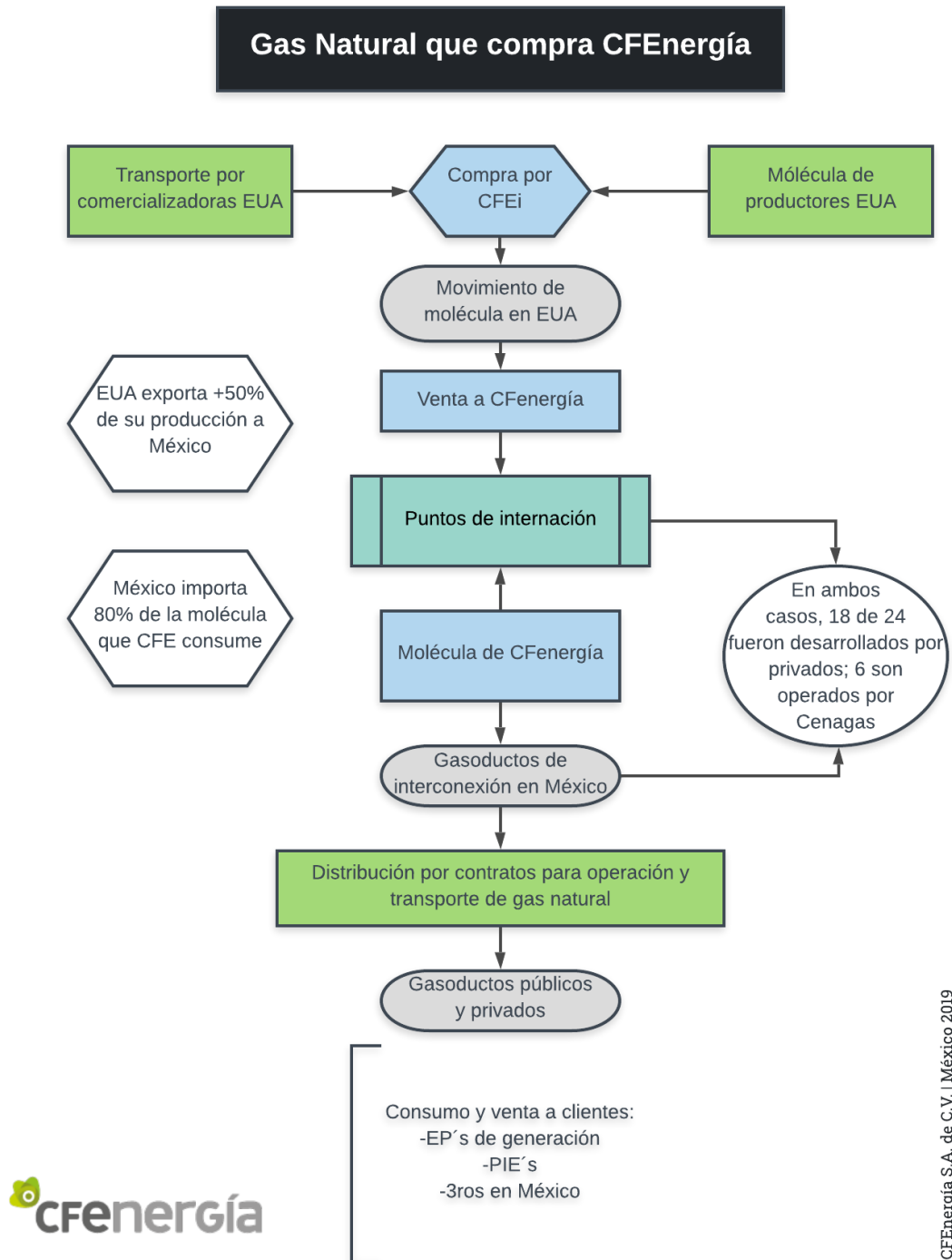
C.V. (CFEn) (CFEnergia, 2018). La creación de dos empresas filiales, CFE Energía y CFE internacional, tiene que ver con la Reforma Energética pues en ella se plantearía la evolución de la CFE al pasar de una empresa de electricidad a una empresa de energía. La CFEn y la CFEi se dedicarían a “la importación, exportación, transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, combustóleo, diésel, carbón y otros combustibles” (CFEi, 2018). Debido a que la principal actividad de CFE se desarrolla en México, pero el gas natural -su materia prima principal- se importa desde EUA (tal como la exportación de petróleo desde antes de la RE),⁵³ lugar en donde CFEi tiene su sede mientras que CFEn cumple sus funciones desde México.

CFEi se fundó para la “creciente integración de los mercados mexicanos de combustible a los mercados internacionales” (CFEi, 2018). Por ello, CFEi es un comercializador de insumos primarios, principalmente de gas natural. Compra gas natural (molécula) a los comercializadores de gas natural en EUA, así como el servicio transporte; una parte de la molécula comprada en Estados Unidos la revende a terceros, pero la mayor parte la vende a CFEn, quien, a su vez, compra e importa molécula para el abastecimiento de la CFE y a la industria nacional con combustibles, de manera confiable y a precios competitivos (CFEnergia, 2018). En territorio nacional CFEn también comercializa hidrocarburos mediante la venta a las empresas productivas subsidiarias de CFE y a terceros privados, como se puede ver en el esquema 1.

⁵³ Vale la pena recordar que actualmente entre el 54% y el 59% de la electricidad generada en México proviene del gas natural (CNH, 2019 & BP, 2019), en correspondencia el 51% de las centrales de generación eléctrica nacional son centrales de ciclo combinado (SENER, 2019).

Esquema 1

Comercialización del Gas Natural de EUA a México



Fuente: Elaboración propia con información interna, 2019.

CFEn existe para garantizar el suministro de combustibles a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de la CFE. Las industrias productivas en nuestro país consumen aproximadamente el 57% de energía eléctrica y el sector residencial con 88.6%, es el que sostiene un mayor número de usuarios. La demanda de gas natural en el 2017 fue de 8,017 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), esperando se incremente un 17% para 2022 cuando esperadamente se consuma 9,385 mmpcd (CFEnergía, 2018). Según los datos de la Prospectiva de Gas Natural 2018–2023, la importación de gas natural en el año 2007 fue de 1,103.6 mmpcd y aumentó significativamente en 436.30% al pasar a 4,815.1 mmpcd en 2017 (SENER, 2018).

El argumento de mayor peso para seguir importando gas natural tiene que ver por un lado con el reconocimiento del abandono por parte de los gobiernos neoliberales de la industria petrolera mexicana, y que implicó entre otras cosas, la reducción en la inversión en tecnología para la exploración y explotación de los campos de crudo, así como para el tratamiento y refinación del petróleo. Aunado a esto, la inmensa oferta de la producción de EUA proveniente del *fracking*, impulsa a comprar el gas más barato del mercado y que, además, por razones geográficas nos proporciona una ventaja -presente y con poco análisis que permita conocer las implicaciones a largo plazo- frente a otros mercados consumidores de gas natural. Los informes de la administración anterior presentan la necesidad de estas dos empresas como competidoras de las mayores comercializadoras y productoras petroleras, cuando en los hechos se abandonó la producción nacional para apoyar el desarrollo privado de la infraestructura en toda la cadena de valor de los hidrocarburos.

2.3. Relación comercial entre CFEi, CFEn y comercializadores estadounidenses*

Tomando como ejemplo el mes de septiembre de 2019, la molécula de gas natural que adquirió CFEi en Estados Unidos fue a empresas comercializadoras de gas natural como GDF SUEZ México Comercializadora S. de R.L. de C.V., *Nextera Energy Marketing LLC*, Santa Fe Gas LLC y CFEnergía S.A. de C.V.; a otras comercializadoras de mayor diversificación en sus productos, tal como *Mieco Inc*, *Pacific Summit Energy LLC*, *ARM Energy Management LLC*, *Hartree Partners LP*, *Mercuria Energy America Inc.*, *Twin Eagle Resource Management LLC*, *WWM Logistics LLC*, *Tenaska Marketing*, *Kinder Morgan Tejas Pipeline LLC* y *Trafigura Trading LLC*; a empresas petroleras del *Midstream*

y del *downstream* como *Apache Corporation* y *Targa Gas Marketing LLC*; y a otras empresas petroleras integradas como *ConocoPhillips Company*, *BP Energy Company* y *Chevron Natural Gas*.

La cantidad total de gas natural que CFEi compró en septiembre de 2019 equivalió a 91,523,621 millones de unidades térmicas británicas (mmbtu) por un monto de 187,744,956.16 dólares. El precio promedio de compra,⁵⁴ para ese mes fue de 2.05 dólares por millón de BTU (d/mmbtu). Con relación a las ventas que tuvo CFEi fueron de 88,925,782 mmbtu por un monto de 208,324,194.25 dólares. El precio promedio de venta⁵⁵ fue de 2.34 d/mmbtu. Esta cantidad parece benéfica debido a que si restamos el precio de compra al precio de venta tenemos 0.29 dólares positivos por cada mmbtu comprado. Estos datos refieren a los precios promedio; no obstante, al hacer una revisión individual entre el precio de venta promedio y el precio de compra individual con cada comercializadora o contraparte en EU, los resultados son muy diferentes, como a continuación explicamos.

Así, al indagar sobre la cantidad relativa comprada por CFEi en EUA encontramos que solamente a *Trafigura Trading LLC* se compró el 39.15% del total, a un precio de 2.44 d/mmbtu. En ese mes de septiembre de 2019, el precio de *Trafigura* solo estuvo por debajo 0.09 d/mmbtu del precio ofertado por *Next Era Energy* al que CFEi le compró el 3.28% del total; 0.06 d/mmbtu de *Mex Gas Supply* a quien se le compró el 5.28% del total; 0.04 d/mmbtu de *Morgan Stanley Capital Group Inc* a quien se le compró del 0.10% del total, y; 0.001 d/mmbtu de *Kinder Morgan Tejas Pipeline LLC* a quien se le compró 3.36% del total. El precio menor al que se compró fue de 1.37 d/mmbtu, a *WWM Logistics LLC* quien a su vez también transporta gas natural, aproximadamente 1.07 d/mmbtu menor que lo comprado a *Trafigura Trading* y 1.16 d/mmbtu al precio más alto durante ese mes.⁵⁶

En ese mes de septiembre de 2019 la proporción en que CFEi adquirió gas natural de sus proveedores se muestra en la siguiente gráfica.

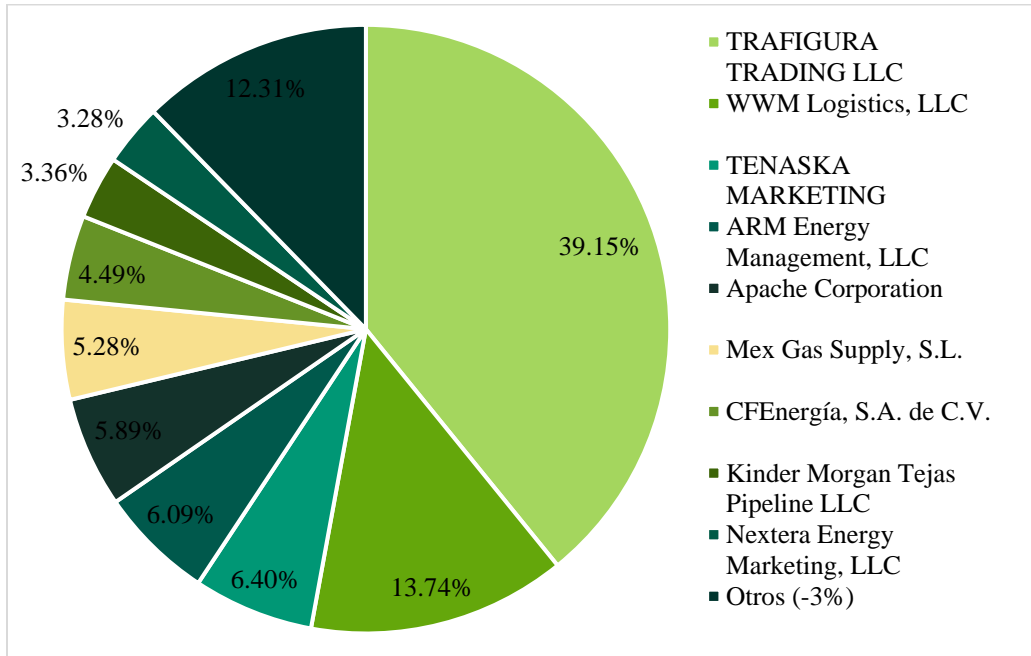
⁵⁴ El precio promedio de compra es resultado de dividir toda la cantidad de mmbtu adquirida entre el total de dinero desembolsado.

⁵⁵ El precio promedio de venta es resultado de dividir toda la cantidad de mmbtu vendida entre el total de dinero que pagaron por la misma.

⁵⁶ Filial de *White Water Midstream*

Gráfica 12

Proporción de molécula comprada por CFEi, septiembre 2019

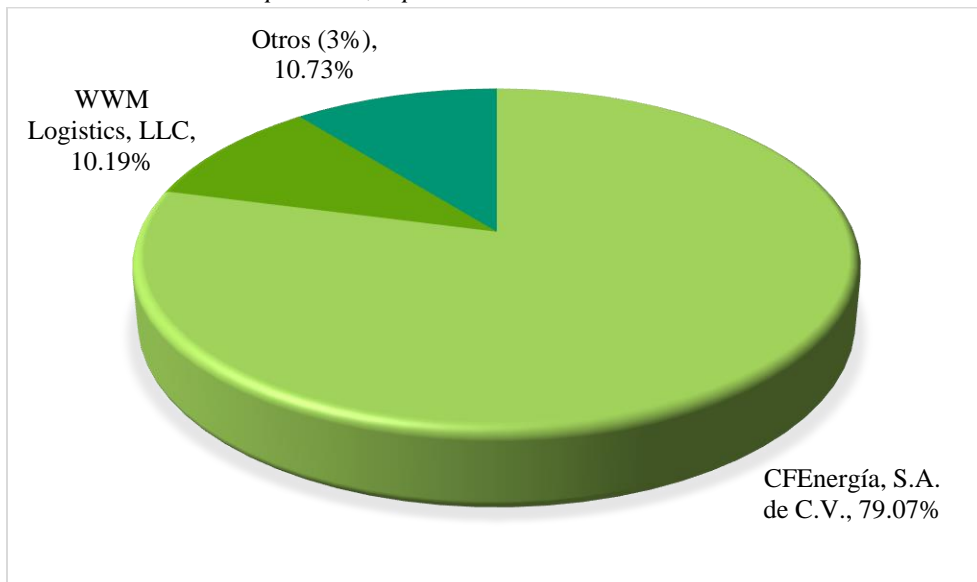


Fuente: Elaboración propia con información interna.

La empresa a la que CFEi le vendió mayor cantidad de gas natural fue CFEnergía S.A. de C.V. con aproximadamente 79.07% de las ventas totales, equivalente a un precio de venta de 2.19 d/mmbtu. En la siguiente gráfica puede observarse la proporción que CFEi vendió para el mes de septiembre en 2019.

Gráfica 13

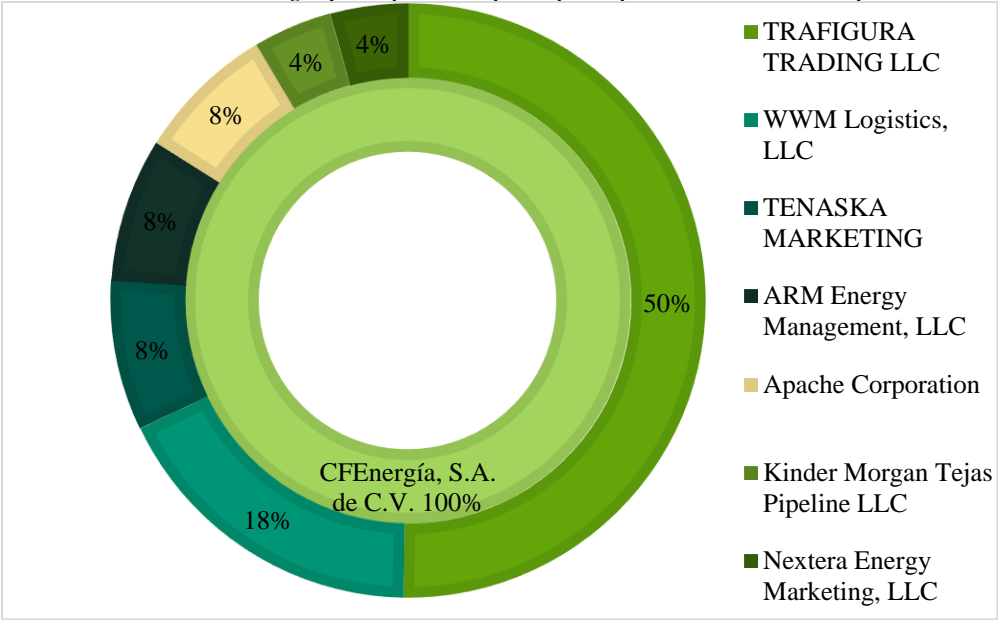
Proporción de molécula vendida por CFEi, septiembre 2019



Fuente: Elaboración propia con información interna.

La siguiente gráfica es con fines demostrativos. En ella se puede observar que la cantidad total vendida a CF Energía se cubre con la cantidad comprada a seis comercializadoras en Estados Unidos. En ella se puede observar, prácticamente, cómo es que *Trafigura Trading* abastecería solamente la mitad de lo comprado por CF Energía; llama la atención que de los 70,315,336 mmbtu que CFEi vende a CF Energía, solo el 50.96% representa lo suministrado por *Trafigura Trading* (a CFEi le vende el 39.15% con un equivalente de 35,833,203 mmbtu).

Gráfica 14
Comparativo entre venta a CF Energía y compra a los principales proveedores de GN septiembre de 2019



Fuente: Elaboración propia con información interna.

Además, en cuanto al precio CFEi compró a Trafigura por 2.44 d/mmbtu y vende a CFEn a 2.19, una diferencia de más de 0.25 dólares por mmbtu. La parte proporcional al 50.9% de 154,345,458.65 dólares que paga CFEn a CFEi es equivalente a 78,655,560.32, sin embargo, al restar el precio neto de Trafigura al precio neto de CFEn nos resulta 66,672,605.54 dólares, es decir una diferencia de 9,018,407.79 dólares tan sólo de la relación entre el precio de compra del mayor proveedor con relación al precio de venta al mayor acreedor de CFEi. Si bien no puede considerarse una pérdida, este cálculo demuestra que podrían buscarse mejores precios de compra por CFEi.

2.4. Crítica de la función de CF Energía y CFE Internacional

Las dos filiales de CFE que se dedican a la comercialización son resultado de la reforma energética de la administración de Enrique Peña Nieto. Tales modificaciones supuestamente

garantizarían la inversión que contrarrestaría la poca productividad a la que PEMEX y CFE fueron sometidas en los gobiernos neoliberales -sólo por mencionar, en los sexenios de Vicente Fox y Felipe Calderón, existió un “boom” petrolero -el barril de petróleo llegó a venderse en poco más de 100 dólares- que no fue aprovechado para desarrollo e innovación de PEMEX,⁵⁷- misma que implicó una caída en la producción nacional en un contexto internacional en que en la oferta de energías primarias se comenzó a incorporar, con un ritmo más acelerado, a las energías renovables.

Aun cuando eso implicó, en los hechos, la pérdida de soberanía y la dependencia a la producción norteamericana de hidrocarburos: en la legislación mexicana aparecía como la entrada a los mercados -competitivos- internacionales, fragmentando el control estratégico que sostenía CFE antes de la reforma energética, así como sucedió con PEMEX durante el periodo presidencial de Carlos Salinas de Gortari.⁵⁸ Se priorizó solamente al mercado, a la oferta estadounidense que con exportaciones abastecería y resolvería la diferencia entre lo producido en nuestro país y la demanda nacional.

A nivel geográfico resultaría una coincidencia que la producción petrolera y gasífera por el *fracking* en Estados Unidos, particularmente de Texas, encontrara la salida de consumo de su petróleo y gas natural en nuestro país. Faltaban dos elementos para su realización: el fundamento legal y, la infraestructura que permitiera el transporte de la molécula de gas natural. El mecanismo de compraventa directa que faltaba, es decir, para “quitar intermediarios” fue justificada la creación de CFE internacional y CFEEnergía. No fue coincidencia, en la forma CFE tiene el control de la compraventa de molécula a través de sus filiales, pero en el fondo los contratos permitieron consolidar negocios que rinden ganancias para varias empresas privadas a partir de la venta de molécula o del transporte. En cuanto a la infraestructura necesaria, CFE promovía la construcción de gasoductos que conectarán a las Cuencas de *Eagle Ford* y *Permian*, en el estado de Texas, con los puntos de internación en la frontera entre México y Estados Unidos. El gasto de construcción lo absorbió CFE mientras que los gasoductos serían propiedad de las empresas privadas con la garantía de

⁵⁷ Por ejemplo, ver la nota periodística “Pemex dio 420 mil millones de dólares a Fox y FCH ¿Dónde están?”, disponible en: <https://www.sinembargo.mx/30-05-2016/1665723>

⁵⁸ En el sexenio de Carlos Salinas a PEMEX lo fragmentaron en varias empresas filiales con fines específicos pero fragmentados en su operación orgánica que, además, permitía la participación de privados en segmentos de la producción y exploración.

suministrar gas natural comprado a otras empresas y productores en EUA. Dos mercancías se compran, el gas natural y el servicio para transportarlo; la infraestructura la pagaba CFE.

En ese tenor, CF Energía y CFE internacional particularmente, eran presentadas por la administración anterior encabezada por Enrique Peña Nieto, como los brazos de CFE dedicados a la comercialización, como empresas competitivas que estaban a la altura de otras grandes comercializadoras y petroleras gigantes, pues la apertura a los mercados internacionales mágicamente ponía a CFEi a la altura de grandes capitales, tales como BP, Tenaska, *Shell*, *ConocoPhillips*, *Chevron*, *ExxonMobil*, Encana Corp., Apache, Devon Energy, etc. Esto es una verdad relativa que se explica si se toma en cuenta que el vendedor de gas natural desde Estados Unidos a CFE (mediante CF Energía) es CFE Internacional, debido a que su comercialización es del tamaño de la demanda mexicana; en otras palabras, CFE internacional está determinado en su competitividad y su rentabilidad por la demanda, esencialmente de gas natural, de CFE.

Empero, lo que no se explica es el papel dependiente que tiene nuestro país con relación al gas natural de EUA, además, CFEi al ser solo una empresa presente en la comercialización, sin producción que ofertar, depende de la producción de los *independientes* y *las mayores* productoras de Estados Unidos, así como los movimientos mundiales de los precios del petróleo y el gas natural. La propuesta que se presentó desde el gobierno de la administración federal de Peña Nieto para pasar de un mercado monopólico (en el que PEMEX era el único vendedor de gas natural a CFE), permitiría la libre competencia (situación complicada por los movimientos oligopólicos en la propiedad, producción y consumo de los hidrocarburos del mercado estadounidense) y supuestamente con menores precios. La reforma energética de 2013 en nuestro país respondió al proyecto de autosuficiencia y seguridad energética de Estados Unidos de América, a costa de la pérdida de la soberanía energética de nuestro país.

Posterior a la RE, CFEi y CFEn aparecen como competidores de PEMEX, específicamente de su filial comercializadora de gas natural "*MGI Supply Ltd*". Sin embargo, siendo las filiales entidades determinadas por la empresa matriz (en ambos casos, CFE y PEMEX, son empresa propiedad del Estado mexicano), en los hechos no pueden competir porque ambas son estratégicas para la producción energética en México. Tal determinación de ser empresas del Estado, aun con una reforma constitucional no pudo ser removida. En

este gobierno, que se opone a las prácticas privatizadoras del sector energético nacional, la cooperación de ambas empresas es estratégica para el consumo nacional, en una lógica de bienestar social y planificación industrial, lejos de la lógica mercantil y de competencia con otras industrias.

3. Distribución de GN al interior de nuestro país

El gas natural que se distribuye al interior de nuestro país se puede analizar desde dos aristas, ya sea por el transporte o por la cantidad de volumen (medidos en mmbtu) de gas natural.⁵⁹ Además de comprar barato (que es lo que toda empresa debe hacer para maximizar sus beneficios y conservar un margen de ganancia extraordinaria) CFE necesita garantizar el volumen de demanda corriente, es decir, conocer el constante suministro de gas natural que compra y consume diariamente. Tal distribución se da mediante una red de gasoductos en crecimiento que contempla para octubre de 2019, tan solo 17,210 km. A éstos se sumarán 1,679 km en construcción a los que se deben sumar el gasoducto Cuxtal fase 1 con una longitud de 16 km; para un total de un total de 18,915 km.⁶⁰

Con la implementación de la Reforma Energética de 2013, se contempló la apertura de las empresas estatales de energía al emanar contratos de construcción de ductos para la importación y distribución de gas natural en nuestro país. El gobierno paga el gasoducto y la empresa privada se queda con la propiedad de mismo. La Ley de Hidrocarburos en su artículo décimo segundo transitorio establece que “el Ejecutivo Federal emitirá el Decreto de creación del organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural [CENAGAS], encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado” (DOF, 2014); a su vez, PEMEX cedió la propiedad de infraestructura para transporte, estableciendo la organización, funcionamiento y facultades de CENAGAS.

El Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) está sectorizado a la Secretaría de Energía, además de ser gestor independiente del Sistema de Transporte y

⁵⁹ De hecho, las dos líneas de negocio prioritarias de CF Energía son: la venta de molécula y capacidad de transporte del gas natural vía gasoductos.

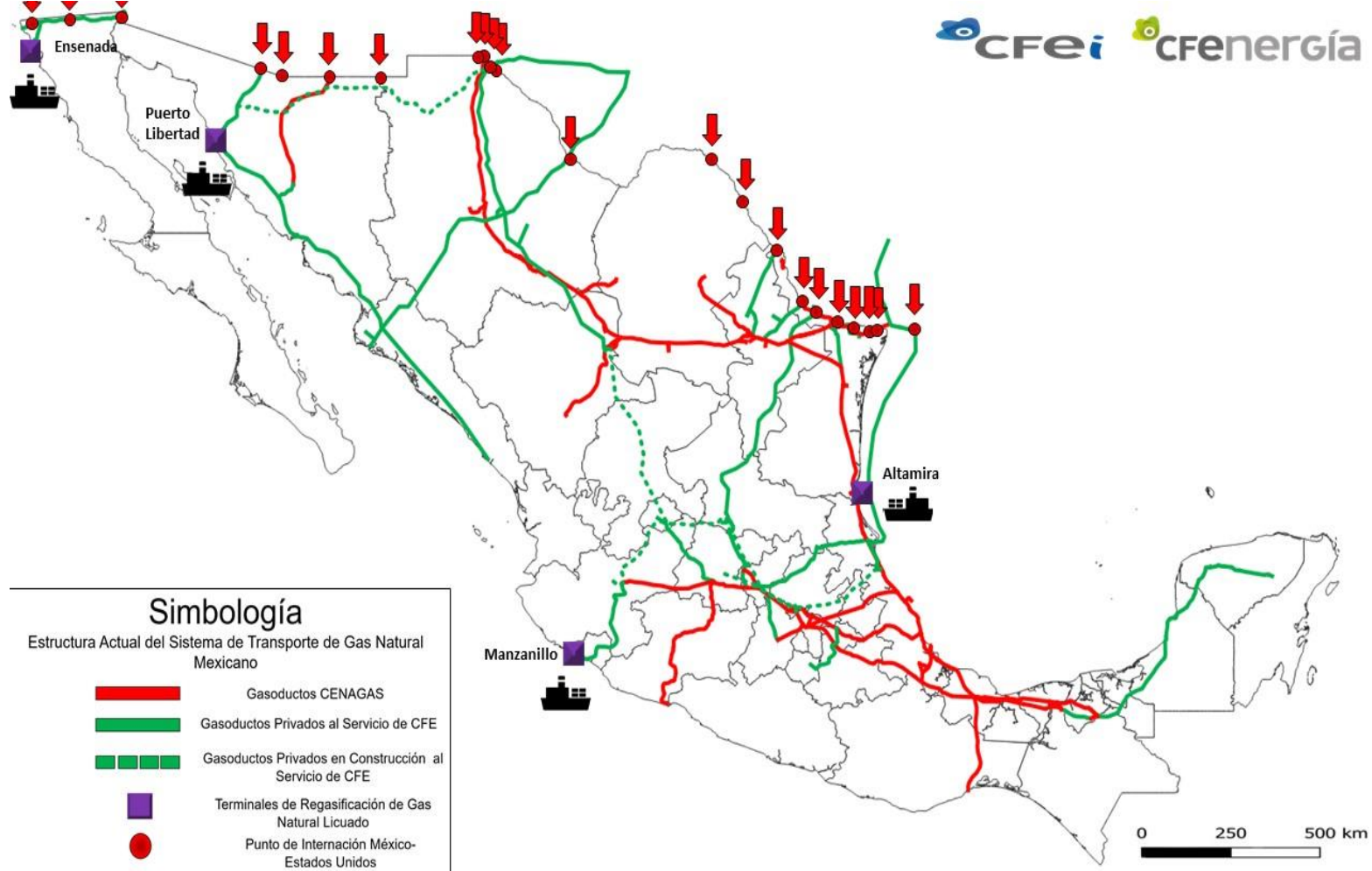
⁶⁰ Los últimos datos actualizados de la SENER en su documento “Estatus gasoductos octubre 2019” no contempla aún el gasoducto Cuxtal fase 1 pues el anuncio de su construcción fue en enero de 2020. El documento de la SENER se encuentra disponible en: <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>

Almacenamiento Nacional Integrado (SISTRANGAS). Éste último se conforma por el Sistema Nacional de Gasoductos, el Gasoducto de Tamaulipas, Gasoducto Zacatecas, Gasoducto de Bajío, Ramones I, Ramones II y Ramones Sur. En general se puede apreciar en el Mapa 7, en donde las líneas rojas representan los gasoductos bajo el control de CENAGAS.

Tal distribución al interior de México necesita proveedores de molécula o gas natural que se han ejemplificado en el punto 2.3, sin embargo, las empresas que realizan propiamente la exportación y que hacen posible la entrega de molécula a la frontera entre ambos países, se trata de transportistas, quienes específicamente son las que conectan la red estadounidense con los *puntos de internación* (Mapa 7). Pasamos de la producción en Estados Unidos, la precisión de dos tipos de contrato, para molécula y para su transporte, la necesidad de filiales comercializadoras de CFE, a la concreta participación de empresas que trasladan el gas natural en Estados Unidos hacia México.

Mapa 7

Puntos de internación EUA- México, 2019.



Nota: De acuerdo con SENER, la terminal de regasificación de gas natural Puerto Libertad se encuentra en construcción y entrará en funcionamiento hasta el año 2022
Fuente: Elaboración propia en 2019 con datos de la SENER Y CFE.

3.1. Gasoductos en EUA hacia los puntos de internación

Todos los gasoductos en Estados Unidos son privados; de los 24 que distribuyen y transportan gas natural hacia México son 10 de *Kinder-Morgan*; 3 de *Energy Transfer Partners* (en 2 junto con Carso); 2 son de *Sempra* (su filial es *IENova*); 2 de *West Texas Gas*; 1 de *TransCanada*; 1 de EMERA; 1 de ONEOK; 1 de CLISA, 1 de NET *Midstream*; 1 de *Enbridge, Inc.*; 1 de *Spectra (ahora Enbridge)*. Además de que, como transportistas, tan sólo *Kinder-Morgan*, *Energy Transfer Partners* y *Sempra* construyeron 16 de los 24 puntos de internación, por lo que el 66% de ellos depende de estas dos empresas.

En la siguiente tabla se pueden observar cuales son los gasoductos que conectan desde EUA a los puntos de internación.

Tabla 5

Puntos de Internación con los gasoductos en territorio estadounidense, 2019.

Punto de internación	Conexión en EUA	Permisionario	Consorcio/ capital
1. Tijuana / Otay Mesa	San Diego Gas & Electric	San Diego Gas & Electric Co.	Sempra Energy
2. Mexicali / Calexico	SoCalGas	Southern California Gas Company	Sempra Energy
3. Los Algodones / Ogilby	North Baja Pipeline	SD	TransCanada
4. Sásabe	Sierrita Gas Pipeline	Kinder Morgan	Kinder Morgan
5. Nogales	El Paso Natural Gas Co	El Paso Natural Gas Co	Kinder Morgan
6. Naco / Douglas	El Paso Natural Gas Co (Willmex/Monumento 90)	Kinder Morgan	Kinder Morgan
7. Agua Prieta / Douglas II	El Paso Natural Gas (Wilcox Lateral)	Kinder Morgan	Kinder Morgan
8. Agua Prieta / Douglas	El Paso Natural Gas Company	Kinder Morgan	Kinder Morgan
9. San Jerónimo	New Mexico Gas Company	SD	EMERA
10. San Isidro / San Elizario	Comanche Trail Pipeline (<i>Waha</i> – San Elizario)	Energy Transfer Partners, y Carso Energy, S. A. de C. V.	Energy Transfer Partners, y Carso Energy, S. A. de C. V.
11. El Hueco / El Paso Clint	El Paso Natural Gas	El Paso Natural Gas Co	Kinder Morgan
12. San Isidro / San Elizario	Roadrunner Gas Transmission	ONEOK Partners	ONEOK
13. Ojinaga / Presidio	Transpecos (<i>Waha</i> -Presidio)	Energy Transfer Partners, y Carso Energy, S. A. de C. V.	Energy Transfer Partners, y Carso Energy, S. A. de C. V.
14. Acuña / Del Río	West Texas Gas	West Texas Gas, Inc.	West Texas Gas, Inc.
15. Piedras Negras / Eagle Pass	West Texas Gas	West Texas Gas, Inc.	West Texas Gas, Inc.
16. Colombia / Webb	Impulsora Pipeline	Impulsora Pipeline, L.L.C.	CLISA
17. Ciudad Mier / Roma-Salineño	Kinder Morgan Texas Pipeline	Kinder Morgan	Kinder Morgan

18. Camargo / Río Grande	NET Mexico Pipeline	NET Mexico	NET <i>Midstream</i>
19. Argüelles / Peñitas	Kinder Morgan Border Pipeline (Kinder Morgan)	Kinder Morgan	Kinder Morgan
20. Argüelles / Peñitas	Houston Pipeline	Houston Pipeline	Energy Transfer
21. Reynosa / Hidalgo	Texas Eastern Pipeline	Enbridge, Inc.	Enbridge, Inc.
22. Reynosa / Álamo	Tennessee Gas Pipeline	Kinder Morgan	Kinder Morgan
23. Río Bravo	Progreso Lateral de Tennessee Gas Pipeline	Kinder Morgan	Kinder Morgan
24. Matamoros / Brownsville	Valley Crossing Pipeline	SD	Spectra Energy Co

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.

Como se observa en la Tabla 5, *Kinder Morgan* es una de las mayores empresas de infraestructura en América del Norte y sus negocios se extienden más allá del *Midstream* y la infraestructura necesaria para transporte de hidrocarburos, debido a que también participa en el *downstream* al transformar y comercializar productos derivados del petróleo, LGN y gas natural. Estas actividades hacen de *Kinder Morgan* una empresa cualitativamente distinta a CFE internacional y CFenergía juntas, pues es una empresa integrada desde la producción a la construcción de gasoductos por donde lleva la molécula que comercializa. Tan sólo como transportista sostiene 26 contratos con CFE internacional,⁶¹ de los cuales 6 son vigentes hasta 2020; 4 hasta 2028; 4 hasta 2035; 1 hasta 2039 y; otros 11 sin datos específicos.

3.2. Puntos de internación

La compra de GN y otros combustibles que realiza CFenergía se da a través de CFE internacional, quien a su vez compra a otras comercializadoras en EUA como se describió en un apartado superior. Los puntos de internación en la frontera norte de México que interconectan los gasoductos para el transporte de gas natural desde EUA son, de poniente a oriente: Tijuana / *Otay Mesa*, Mexicali / *Calexico*, Los Algodones / *Ogilby*, *Sásabe*, Nogales, Naco / *Douglas*, Agua Prieta / *Douglas II*, Agua Prieta / *Douglas*, San Jerónimo, San Isidro / San Elizario, El Hueco / El Paso Clint, San Isidro / San Elizario, Ojinaga / Presidio, Acuña / Del Río, Piedras Negras / *Eagle Pass*, Colombia / Webb, Ciudad Mier / Roma-Salineño, Camargo / Río Grande, Argüelles / Peñitas, Argüelles / Peñitas, Reynosa / Hidalgo, Reynosa / Álamo, Río Bravo y Matamoros / *Brownsville* (Véase Mapa 7. En la siguiente tabla (6) se muestran datos específicos de los puntos de internación en cuanto a capacidad de transporte, fecha de operación, permisionario y el consorcio o capital al que pertenecen.

⁶¹ Información interna de CFenergía.

Tabla 6
Puntos de Internación

Punto de internación	Transporte (mmpcd)	Inicio de operaciones	de Permisionario	Consortio/ capital
1. Tijuana / Otay Mesa	940	2000	Transportadora de Gas Natural de Baja California S. de R.L. de C.V.	IENova - Pacific Enterprise
2. Mexicali / Calexico	76	1997	Ecogas México, S. de R.L. de C.V.	IENova
3. Los Algodones / Ogilby	1507	2010	Gasoducto del Rosarito S. de R. L. de C.V. (Main)	IENova
4. Sásabe	809	2014	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	IENova
5. Nogales	110	2006	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Nogales, S. A. de C. V.	SIMSA
6. Naco / Douglas	90	1999	Centro Nacional del Control de Gas Natural	CENAGAS
7. Agua Prieta / Douglas II	200	2002	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.	IENova
8. Agua Prieta / Douglas	96	S/D	Gasoductos La Caridad, S. de R. L. de C. V.	Privado
9. San Jerónimo	25	2012	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de San Jerónimo, S.A. de C.V.	Privado
10. San Isidro / San Elizario	1 135	2017	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V	IENova
11. El Hueco / El Paso Clint	322	1997	Gasoducto de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	IENova
12. San Isidro / San Elizario	893	2013	Tarahumara Pipeline, S. de R.L. de C.V.	IENova
13. Ojinaga / Presidio	1 356	2017	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	IENova
14. Acuña / Del Río	16	2004	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Acuña, S. A. de C. V.	Privado
15. Piedras Negras / Eagle Pass	53	1980	Compañía Nacional de Gas, S.A. de C.V.	CENAGAS
16. Colombia / Webb	630	2017	Howard Energy Partners y Grupo Clisa	Howard Energy Partners y Grupo Clisa
17. Ciudad Mier / Roma-Salineño	700	2003	Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V.	Kinder Morgan
18. Camargo / Río Grande	2,100	2014	Gasoducto del Noreste, S. de R.L. de C.V.	PEMEX
19. Argüelles / Peñitas	SD	1980	Sistema Nacional de Gasoductos	CENAGAS
20. Argüelles / Peñitas	220	2015	Arguelles Pipeline, S. de R.L. de C.V. / CFE	Energy Transfer Partners LP
21. Reynosa / Hidalgo	S/D	1999	Sistema Nacional de Gasoductos	CENAGAS
22. Reynosa / Álamo	S/D	1999	Sistema Nacional de Gasoductos	CENAGAS

23. Río Bravo	410	2003	Gasoducto del Río, S.A. de C.V.	Mitsui Co. Y Tokyo Gas Co
24. Matamoros / Brownsville	2,600	2018	IENova - TransCanada	IENova

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER.⁶²

Los puntos de internación suman un total de 24 para finales de 2019 (Véase el Mapa 7), según registros de la Secretaría de Energía. Son 16 los puntos de internación existentes hasta 2012: Tijuana, Mexicali, Los Algodones, Nogales, Naco, Agua Prieta I y II, San Jerónimo, El Hueco, Acuña, Piedras Negras, Cd. Mier, Argüelles, Reynosa I y II, y Río Bravo. A los que se incorporaron desde 2013 los puntos de internación llamados: San Isidro, Sásabe, Camargo, Argüelles II, *Waha* – San Elizario (San Isidro), *Waha* – Presidio (Ojinaga), Nueva Era/ Howard (Colombia) y Nueces - Brownsville (Matamoros). Con la reforma energética de 2013 se abrieron licitaciones para el servicio de transporte, es decir, las empresas ganadoras de los concursos de licitación se evitaban el costo de mantenimiento y otros servicios, pero al final del contrato pasarán a ser parte de su propiedad.

De los 24 registrados, 18 fueron desarrollados por empresas privadas: tan sólo 10 pertenecen al consocio *Sempre (Ienova)*; Grupo México, Nueva Era (que es una empresa de Howard Energy Partners y Grupo CLISA), *Kinder Morgan*, *Energy Transfer Partners* y *Mitsui/Tokio Gas Company*, desarrollaron uno; otros dos puntos también son privados.⁶³ Tan sólo 6 puntos de internación son nacionales (5 de CENAGAS y 1 de PEMEX), lo cual quiere decir que tan solo 6 de 24 puntos de internación fueron desarrollados por entidades públicas, mientras que la mayoría, -75%-, fueron desarrollados por empresas transportistas privadas. Por estos puntos de internación se suministra el gas que posteriormente será distribuido mediante la red de gasoductos que conforman el Sistema de transporte, el SISTRANGAS, los gasoductos del proyecto Plan Quinquenal y los que están planificados para construcción.

⁶² Documento disponible en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf

Así como del mapa interactivo “Infraestructura del Gas Natural en México” con actualización última del 18 de octubre de 2018, disponible en:

<https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1uLUYxcpPsDe3VtKzPpsSMYzVk6M&ll=33.49382013435346%2C-114.41661640525331&z=7>

⁶³ EL documento referido de la SENER no tiene más información.

3.3. Gasoductos de conexión para la distribución al interior de México

Con relación a los ductos de conexión en territorio nacional son 9 los desarrollados por *IENova* (uno se desarrolla junto con *TransCanada*); 6 por otros privados⁶⁴; 6 son operados por CENAGAS; 1 por Fermaca; 1 por Nueva Era Pipeline LLC que es una sociedad de capital variable formada entre *Howard Energy Partners* y Grupo Clisa; 1 por *Kinder Morgan*. De tal forma que es semejante la cantidad de gasoductos desarrollados por capitales privados: 18 de los 24, es decir, 75% de los ductos que conectan con los puntos de internación de gas natural han sido desarrollados por privados, mientras sólo 6 gasoductos fueron desarrollados por entidades públicas. De los dos gasoductos de Agua Prieta uno, desarrollado por Carso conecta con en Samalayuca- Sásabe también desarrollado por Carso.

En la siguiente tabla (7) se especifican la conexión de los gasoductos que interconectan con los puntos de internación, además de información referente al carácter de su propiedad, promotor, estatus logístico y empresas desarrolladoras.

Tabla 7

Puntos de Internación con los gasoductos fronterizos en territorio mexicano

Punto de internación	Conexión en México	Promotor	Consortio/ capital	Estatus	Tipo
1. Tijuana / Otay Mesa	Tijuana - Rosarito	Gasoducto Bajanorte Distribuidora	IENova	Activo	Privado
2. Mexicali / Calexico	Sistema de Distribución Mexicali	de Gas Natural de Mexicali, S. de R.L. de C.V.	Sempre Energy	Activo	Privado
3. Los Algodones / Ogilby	Los algodones	S.D. SENER	de IENova	Activo	Privado
4. Sásabe	Sásabe -Puerto Libertad - Guaymas	CFE	IENova	Activo	Privado
5. Nogales	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Nogales, S. A. de C. V.	Privado	Privado	Activo	Privado
6. Naco Douglas	Sistema NACO - Hermosillo	Pemex	CENAGAS	Activo	Nacional
7. Agua Prieta / Douglas II	Frontera - CCC Agua Prieta	Privado	Privado	Activo	Nacional

⁶⁴ No especificados en los documentos revisados de la SENER.

8.	Agua Prieta / Douglas	Gasoductos La Caridad, S. de C. V.	R. L.	Privado	Privado	Activo	Nacional
9.	San Jerónimo	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de San Jerónimo, S.A. de C.V.	de Libramiento Juárez; parte del Gcto. Samalayuca. Sásabe/ CFE	Privado		Activo	Privado
10.	San Isidro / San Elizario	San Isidro-El Encino- Samalayuca		CFE	IENova	Activo	Privado
11.	El Hueco / El Paso Clint	San Agustín-Samalayuca		PEMEX	IENova	Activo	Privado
12.	San Isidro / San Elizario	San Isidro-El Encino (Tarahumara)		CFE	Fermaca	Activo	Privado
13.	Ojinaga / Presidio	Ojinaga - El Encino		CFE	IENova	Activo	Privado
14.	Acuña / Del Río	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Acuña, S. A. de C. V.		S.D. SENER	de Privado	Activo	Privado
15.	Piedras Negras / Eagle Pass	Sistema Distribución de Piedras Negras		CFE	CENAGAS	Activo	Nacional
16.	Colombia / Webb	Nueva Era / Howard		CFE comercial	Nueva Era Pipeline LLC	En construcción	Privado
17.	Ciudad Mier / Roma-Salineño	Ciudad Monterrey	Mier- Morgan Gas Natural de México, S. de R. L. de C. V.		Kinder Morgan	Activo	Privado
18.	Camargo / Río Grande	Los Ramones Fase I (Camargo Ramones)		PEMEX/ IENova	IENova	Activo	Privado
19.	Argüelles / Peñitas	Reynosa-Ramones (SNG)		PEMEX	CENAGAS	Activo	Nacional
20.	Argüelles / Peñitas	Argüelles Pipeline		PEMEX	CENAGAS	Activo	Nacional
21.	Reynosa / Hidalgo	Reynosa-Ramones (SNG)		PEMEX	CENAGAS	Activo	Nacional
22.	Reynosa / Álamo	Reynosa-Ramones (SNG)		PEMEX	CENAGAS	Activo	Nacional
23.	Río Bravo	Gasoducto del Río	Gasoducto del Río, S.A. de C.V.		Privado	Activo	Privado
24.	Matamoros / Brownsville	Matamoros-Tuxpan		CFE	IENOVA/ TransCanada	Activo	Privado

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER.⁶⁵

⁶⁵ Documento disponible en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf

Con la negociación de los gasoductos con Fermaca anunciados el día 11 de septiembre de 2019 se concluyeron todas las negociaciones con una resultante baja general de las tarifas, así como el respeto a la propiedad privada de los gasoductos desarrollados por particulares. Esto implicó cambiar los contratos en cuanto a la tarifa, pasando de una de construcción de gasoducto a sólo el servicio de transporte. Con tal negociación de los contratos de los gasoductos se logró una reducción de aproximadamente el 38% al pasar de 77 centavos a 47 centavos por mbtu. Sin embargo, queda aclarar que los contratos se negociaron en dos sentidos, en volumen y en plazo; en ambos casos bajaron la tarifa de transporte. En términos generales será un ahorro de 4,500 millones de dólares (CFE, 2019).

El panorama posterior a la negociación de los gasoductos destraba el abastecimiento de gas natural para que una parte de la industria en territorio nacional continúe o expanda su producción. De los contratos ya firmados y negociados se pudo rescatar una baja en las tarifas y que implica generación de energía eléctrica, por lo menos, constante sin incremento en el precio de la electricidad. De la situación establecida en los contratos desde el sexenio de Peña Nieto, se cambió un poco en tanto precio tarifario de transporte, pero el abastecimiento de gas natural depende de la producción y consumo del país vecino del norte. Sin embargo, que más del 50% de los gasoductos sean operados por privados representa un riesgo para la distribución y abastecimiento para México en el mediano y largo plazo.

3.3.1. Circulación del gas natural para consumo interno en México

Existe una clara relación entre los desarrolladores de los gasoductos, tanto del lado mexicano como del estadounidense; de hecho, *IENova* y *Kinder Morgan* son las empresas privadas que controlan el transporte de gas natural hacia nuestro país mientras que *Trafigura* es la empresa a la que más cantidad de gas natural se le compra y por ende el principal suministrador de CFE Internacional e indirectamente de CFEEnergía y de CFE, tomando en cuenta que no se trata de una empresa productora sino de una comercializadora del gas natural -

Así como del mapa interactivo “Infraestructura del Gas Natural en México” con actualización última del 18 de octubre de 2018, disponible en:
<https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1uLUYxcpPsDe3VtKzPpsSMYzVk6M&ll=33.49382013435346%2C-114.41661640525331&z=7>

predominantemente de tipo *Shale*- y por ende intermediaria entre los productores de las cuencas *Shale* y CFE Internacional.⁶⁶

La distribución de gas en nuestro país se realiza mediante una red compuesta por 59 gasoductos de diferentes longitudes y capacidades. De los cuales, son 20 de carácter público y 39 privados, equivalente al 34.48% públicos y 65.52% privados. En cuanto a la red nacional, no toda ésta es propiedad de las entidades públicas al punto en que, para 2012, PEMEX operaba 9,118 kilómetros de gasoductos; esta operación implicaba su propiedad. Desde entonces la cantidad de gasoductos y los kilómetros operados por empresas privadas ha crecido de 2,229 en 2012 a 7,649 km en 2019. Es decir, que el 45.62% del total de kilómetros de gasoductos es operado y propiedad de privados, mientras que 9,118 kilómetros (que ahora administra el SISTRANGAS) representa el 54.38% del total a 2019. De modo que el avance del proceso de privatización casi logró que la mitad la industria del transporte se convirtiera en privada.⁶⁷

Ahora bien, si se añade la cantidad de kilómetros de gasoductos fuera de territorio nacional, que promovieron las entidades públicas pero que desarrollaron y son propiedad de empresas privadas, son los gasoductos de internación (todos privados), en territorio estadounidense promovidos por PEMEX y CFE concluidos en el periodo de 2014 a 2017, los cuales suman 1,098 kilómetros. Si sumamos estos 1,098 km con los 7,649 km que tienen empresas privadas dan un total de 8,747 km gasoductos privados que son necesarios para la distribución del gas natural en México; 9,118 km son gasoductos controlados por entidades públicas. Entonces, si contemplamos los gasoductos privados al interior de nuestro país y los

⁶⁶ Trafigura se ostenta como una empresa especializada en la comercialización de hidrocarburos, derivados del petróleo, minerales y metales. El mercado estadounidense es uno de sus centros e operación estratégica debido al reciente auge de la producción de petróleo y gas natural no convencionales. Sin embargo, lleva a cabo operaciones en un total de 41 países en todos los continentes, al respecto véase: <https://www.trafigura.com/> consultado el 20 de marzo de 2020. En posteriores investigaciones nos concentraremos en un análisis específico de empresas como *Trafigura*, dado que la hemos identificado como un actor central para el suministro del gas natural a la que CFE Internacional le compra en EU. Otra tarea pendiente será estudiar a las Empresas: *IENOVA* y *Kinder-Morgan* igualmente fundamentales para el transporte y distribución de dicho combustible, tanto desde dentro de territorio estadounidense y su conexión con México, así como al interior del territorio nacional.

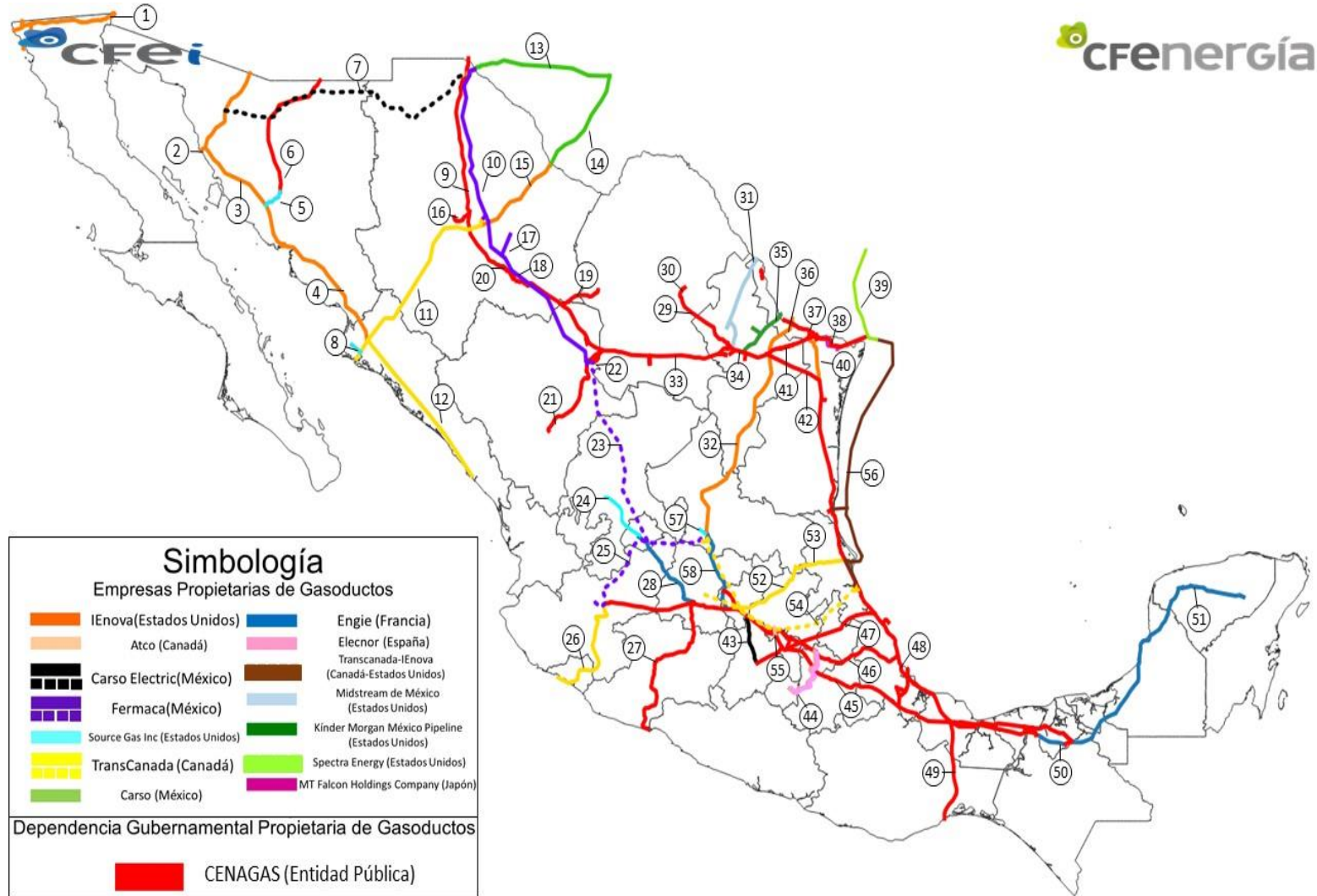
⁶⁷ A diferencia de la actividad extractiva y de procesamiento de hidrocarburos como el petróleo, en el caso de la industria de transporte del gas natural no tenemos certeza acerca del avance que logrará este proceso de privatización, pues pese a que el nuevo gobierno federal, cuenta con un proyecto económico anti privatizaciones y cuyo eje para el desarrollo económico es la defensa de los recursos energéticos nacionales, no está claro aún qué pasará con el avance de la dinámica privatizadora de la industria del transporte de gas natural instalada en territorio nacional, iniciada bajo el gobierno neoliberal de Ernesto Zedillo Ponce de León en 1995.

promovidos para la importación desde Estados Unidos, la proporción de los kilómetros privados corresponde a 48.96% y 51.04% para entidades públicas, es decir el grado de control y dependencia sobre dicha infraestructura aumenta a favor de los privados y en detrimento de la soberanía nacional

Su distribución se puede observar en el mapa 8; en este se han agrupado distintos gasoductos por empresa en distinto color, entre las cuales se encuentra CENAGAS.

Mapa 8

Red de gasoductos en operación y construcción en México 2020 (posterior a la renegociación de los gasoductos)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Federal de Electricidad (2019) y Secretaria de Energía (2018).

Los números del mapa 8 representan los nombres de cada gasoducto se muestran en la siguiente tabla (8).

Tabla 8

Nombre de gasoductos, operando y en construcción, México 2020

1-Gasoducto Rosarito	29-Gasoducto Castaños-Escobedo
2-Ramal Puerto Libertad	30-Gasoducto Escobedo-Monclova
3-Gasoducto Sásabe-Guaymas	31-Gasoducto <i>Midstream</i> de México
4-Gasoducto Guaymas-El Oro	32-Gasoducto Los Ramones II (Norte)
5-Ramal Hermosillo	33-Gasoducto Reynosa-Chihuahua
6-Sistema Naco-Hermosillo	34-Gasoducto Reynosa-Los Ramones-Escobedo
7-Gasoducto Samalayuca-Sásabe (en construcción)	35-Gasoducto Mier-Monterrey
8-Ramal Topolobampo	36-Gasoducto los Ramones I
9-Gasoducto Chihuahua-Cd Juárez	37-Gasoducto Miguel Alemán-Matamoros
10-Gasoducto Tarahumara	38-Gasoducto del Río
11-Gasoducto El Encino-Topolobampo	39-Gasoducto Nueces-Brownsville
12-Gasoducto El Oro-Mazatlán	40-Gasoducto San Fernando
13-Gasoducto <i>Waha</i> -San Elizario	41-Gasoducto Culebra-Santa Catarina
14-Gasoducto <i>Waha</i> -Presidio	42-Gasoducto San Fernando-Los Ramones
15-Gasoducto Ojinaga-El Encino	43-Gasoducto Palmillas-Toluca
16-Gasoducto Chihuahua-Anáhuac	44-Gasoducto Morelos
17-Ramal Delicias	45-Gasoducto Minatitlán-Venta de Carpio
18-Gasoducto El Encino-La Laguna	46-Gasoducto Cempoala-Santa Ana
19-Gasoducto Escalón-Química del Rey	47-Gasoducto Poza rica-Venta de Carpio
20-Gasoducto Chávez Chihuahua	48-Gasoducto Cactus-San Fernando
21-Gasoducto Chávez-Durango	49-Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz
22-Ramal Lerdo	50-Gasoducto Nuevo Mayakan
23-Gasoducto La Laguna-Aguascalientes	51-Gasoducto Mayakan
24-Gasoducto Zacatecas	52-Gasoducto Tamazunchale
25-Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes, Guadalajara (en construcción)	53-Gasoducto Tamazunchale-El Sauz
26-Gasoducto Manzanillo-Guadalajara	54-Gasoducto Tuxpan-Tula (en construcción)
27-Gasoducto Valtierra, Lázaro Cárdenas	55-Ramal Tula
28-Gasoducto Valtierrilla-Aguascalientes	56-Gasoducto el Marino
57-Ramal Villa de reyes	58-Gasoducto los Ramones II (sur)

Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Federal de Electricidad 2019.

3.3.2. Gasoductos privados

Si bien la participación de particulares en la construcción de gasoductos, así como su operación ya acontecía en México, con la reforma energética se concesionaron una mayor cantidad de contratos para la construcción de gasoductos por empresas particulares. La relación de gasoductos hasta 2020, propiedad privada, aparecen en la siguiente tabla (8),

organizados de menor a mayor, de acuerdo a la cantidad de ductos que cada empresa (consorcio/capital) posee.

Tabla 9

Gasoductos en operación y construcción, por empresa privada 2020

Nombre	Consortio/ Capital
44-Gasoducto Morelos	Elecnor (1)
31-Gasoducto <i>Midstream</i> de México	<i>Midstream</i> de Mexico (1)
35-Gasoducto Mier-Monterrey	Kinder Morgan Mexico Pipeline (1)
39-Gasoducto Nueces-Brownsville	Spectra Energy (1)
38-Gasoducto del Río	MT Falcon Holdings Company (1)
28-Gasoducto Valtierrilla-Aguascalientes	
50-Gasoducto Nuevo Mayakan	Engie (3)
51-Gasoducto Mayakan	
5-Ramal Hermosillo	
8-Ramal Topolobampo	
24-Gasoducto Zacatecas	Source Gas Inc (4)
57-Ramal Villa de reyes	
13-Gasoducto <i>Waha</i> -San Elizario	
14-Gasoducto <i>Waha</i> -Presidio	
7-Gasoducto Samalayuca-Sásabe (en construcción)	Carso (4)
43-Gasoducto Palmillas-Toluca	
10-Gasoducto Tarahumara	
17-Ramal Delicias	
18-Gasoducto El Encino-La Laguna	
22-Ramal Lerdo	Fermaca (6)
23-Gasoducto La Laguna-Aguascalientes	
25-Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes, Guadalajara (en construcción)	
11-Gasoducto El Encino-Topolobampo	
12-Gasoducto El Oro-Mazatlán	
26-Gasoducto Manzanillo-Guadalajara	
52-Gasoducto Tamazunchale	TransCanada (7)
53-Gasoducto Tamazunchale-El Sauz	
54-Gasoducto Tuxpan-Tula (en construcción)	
55-Ramal Tula	
56-Gasoducto el Marino	TransCanada-Ienova (1)
1-Gasoducto Rosarito	
2-Ramal Puerto Libertad	
3-Gasoducto Sásabe-Guaymas	
4-Gasoducto Guaymas-El Oro	Ienova (8)
15-Gasoducto Ojinaga-El Encino	
32-Gasoducto Los Ramones II (Norte)	
36-Gasoducto los Ramones I	
40-Gasoducto San Fernando	

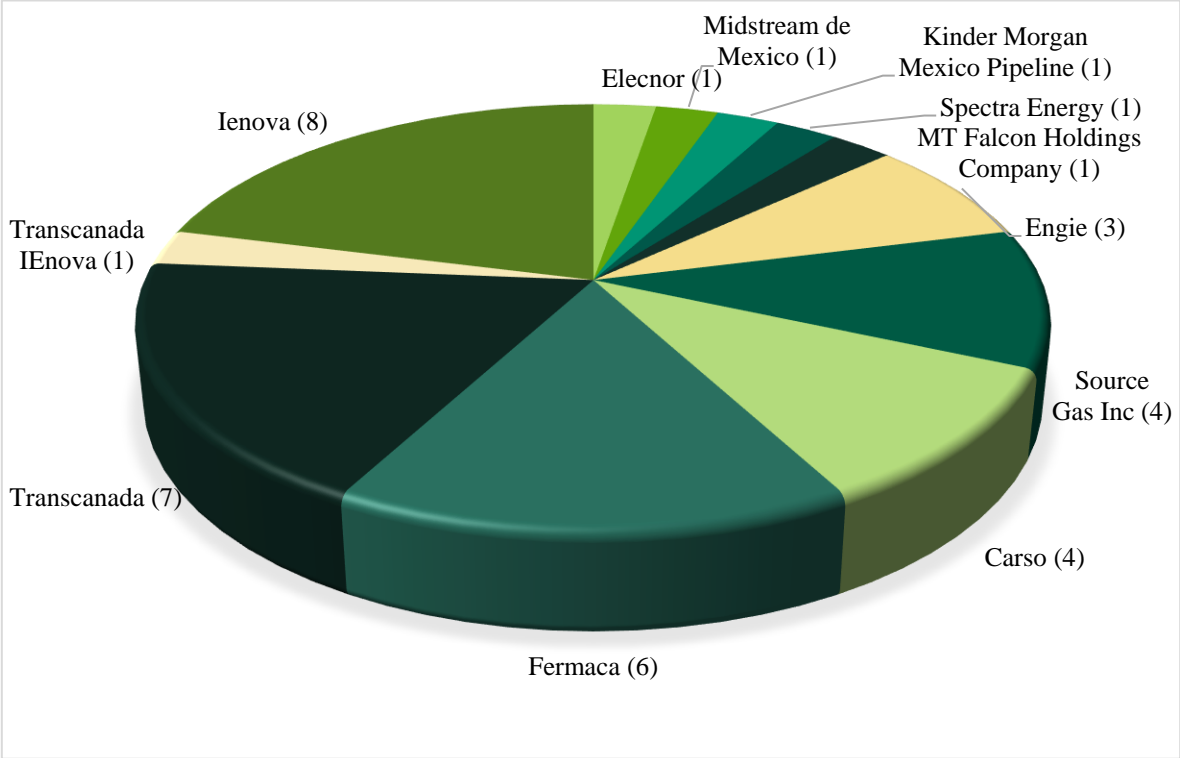
Fuente: Elaboración propia con datos de CFE 2019.

De 59 38 gasoductos propiedad privada, la participación conjunta de Carso, Fermaca, Ienova y TransCanada conjunta a 26 gasoductos y representan el 68.4% del total de ductos. De los 658 gasoductos, estos 26 gasoductos privados representan aproximadamente el 44.82% en términos de la propiedad total. Esta situación en cuanto a cantidad de gasoductos se amplió en los años que transcurrieron desde la reforma energética, cuando las principales empresas privadas de transporte en México sumaron casi la mitad de la participación en la distribución de los gasoductos. Si, sacamos la proporción total entre gasoductos privados y públicos, el porcentaje asciende a 65.5%, es decir, casi dos tercios de la red de gasoductos de distribuyen gas natural está en manos de privados.

El gas que se traslada por esta red de gasoductos es responsabilidad de la empresa privada CFenergía S.A. de C.V., filial de la empresa pública CFE. Pero su la producción, suministro, transporte provienen de empresas privadas, mayoritariamente de las cuencas *Shale* estadounidenses.

Gráfica 15

*Número de gasoductos por empresa privada instalados en territorio nacional**



*En construcción 1 de Carso, 1 de Fermaca y uno de TransCanada.
 Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

Carso tiene la propiedad de dos gasoductos provenientes de la cuenca *Permian* que van de *Waha*-San Elizario y de *Waha* a Presidio (En el mapa 8 se identifican con los números 13 y 14 respectivamente), así como la construcción en la frontera noroeste en los estados de Sonora y Chihuahua del gasoducto Samalayuca-Sásabe (identificado con el número 7 en el Mapa 8), el cual cruza con tres puntos de internación que distribuyen gas al oeste de México. El gasoducto que conecta desde el punto de internación de *Waha* a El Encino, llamado Tarahumara (10), y que conecta a La Laguna y su continuación hacia Aguascalientes y a Guadalajara son propiedad de Fermaca, importantes por su situación geográfica que si se mira el mapa de la república mexicana se puede observar cómo fragmenta en casi dos partes de norte a sur, como se puede observar en el mapa 8.

Dos gasoductos de TrasCanada se encuentran en el noroeste mexicano, el gasoducto El Encino-Topolobampo conecta con un gasoducto de Ienova llamado Ojinaga-El Encino (15) y llega al océano Pacífico por el estado de Sinaloa; el gasoducto El Oro-Mazatlán (12) conecta con gasoductos de Ienova que corren por los límites hacia el Pacífico sonorense (Mapa 8). El gasoducto Manzanillo-Guadalajara (26) se une con el gasoducto Tamazunchale (52)⁶⁸, ambos propiedad de TransCanada, sólo a través de conectarse con una parte del SISTRANGAS. Sin embargo, el Tamazunchale conecta directamente con el gasoducto El Marino (56), copropiedad de Ienova y TransCanada, mismo que conecta en el punto de internación Matamoros/ Brownsville con el gasoducto Nueces-Brownsville (39) en territorio texano. Mientras que los gasoductos Tuxpan-Tula (54) y Ramal Tula (55) conectarán con el gasoducto en construcción de Fermaca (57); en el mapa 8 se puede observar cómo el gasoducto de Fermaca que parece partir en dos a la república mexicana, al conectarse con los gasoductos de TransCanada parte en tres partes el mapa: Noroeste, Noreste y Sureste.

Los gasoductos de IENova son ocho y se encuentran en la frontera con Estados Unidos, de los cuales, seis conectan con puntos de internación: 2 en Baja California Norte con el gasoducto Rosarito (1); 1 en Sonora, Ramal Puerto Libertad (de Sásabe) (2); 1 en Chihuahua que conecta al punto de internación de Ojinaga y que conecta con el gasoducto de *Waha*, propiedad de *Energy Transfer Partners* y *Carso Energy*, S.A. de C.V, llamado gasoducto Ojinaga-El Encino (15); 1 con el Gasoducto los Ramones I (34) (el gasoducto Los Ramones

⁶⁸ También llamado Los Naranjos- El Sauz (Segmento II).

II (Norte) conecta con Los Ramones I fase inicial) conecta al punto de internación Camargo/Río Grande. Los gasoductos Sásabe-Guaymas (3) y Guaymas-El Oro (4) se conectan con otro de TransCanada que surte gas natural en Sinaloa; el gasoducto San Fernando (40) se encuentra en Tamaulipas e interconecta con el SISTRANGAS.

Es *IENova*, filial de *Sempra Energy*, quien domina la propiedad de gasoductos privados en nuestro país con 9,⁶⁹ así como 10 de 24 puntos de internación y dos gasoductos de internación den Estados Unidos. Le sigue *TransCanada* con 8 (incluyendo al gasoducto El Marino propiedad compartida con la empresa *IENova*) gasoductos al interior de México, *Fermaca* con 6 y Carso con dos al interior de México, pero con propiedad de otros dos que proveen directamente desde *Waha* en Texas, en los cuales está en alianza con *Energy Transfer Partners*. Por lo que aun cuando Carso, a diferencia de las otras empresas, no tenga en propiedad gran cantidad de ductos, como capital de origen mexicano se encuentra en un lugar crucial en cuanto a que sus gasoductos se ubican exactamente en la cuenca de extracción de hidrocarburos más importante para México, en la cuenca Pérmica, a partir de cuyos gasoductos se da salida al excedente gasífero suministrado para el consumo nacional. Ello da cuenta del orden de importancia que tiene esta empresa transportista para el suministro del gas natural hacia México.

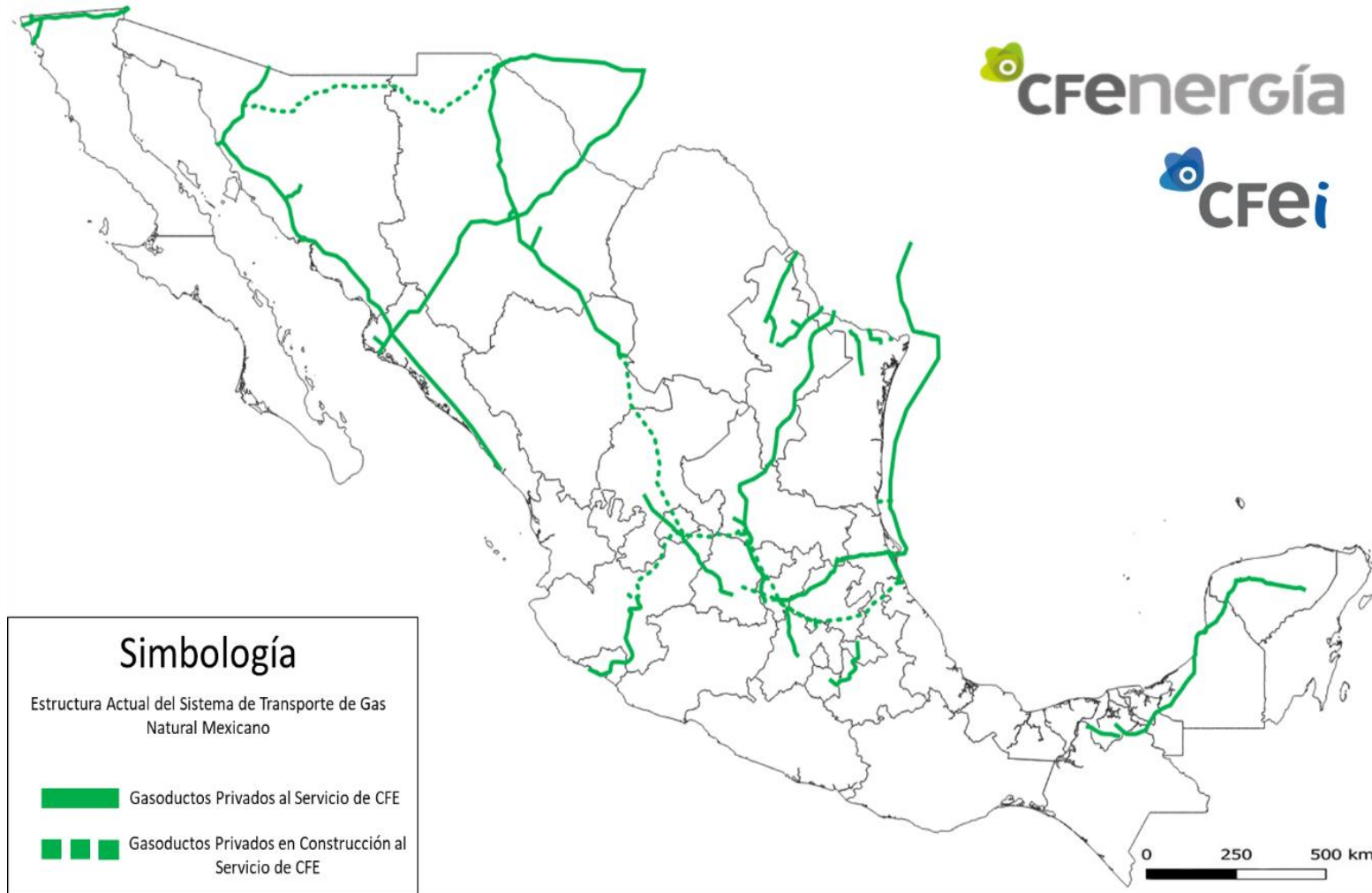
En el mapa 9 puede observarse únicamente la red de gasoductos privados al servicio de CFE. La expansión hacia el noroeste mexicano permite una distribución por los estados limítrofes del océano Pacífico; también la expansión de estos gasoductos privados, al conectarse con los gasoductos céntricos de CENAGAS distribuyen gas natural al lado este del país. Sin embargo, la participación de privados en el sureste mexicano es casi nula, solamente existe el gasoducto Mayakan (51).

La producción mexicana de gas (asociado y no asociado) en la Cuenca del Sureste fue del 79.28% del total nacional producido en promedio diariamente en 2019, cuando se produjeron 3,864 mmpcd de 4,873.7 mmpcd (CNIH/SIH, 2020). Aun cuando se concentra la producción en esta región del país, como se mencionó, solo el gasoducto Mayakan es el único privado en esta zona peninsular.

⁶⁹ En realidad, son 8 más uno en alianza con Transcanada, se trata del Gasoducto El Marino.

Mapa 9

Gasoductos privados al servicio de CFE, 2019



Fuente: Elaboración Propia con datos de CFE, 2019 y SENER., 2019.

3.3.3. Red Nacional de gasoductos operados por CENAGAS

Aun cuando el cambio estructural en la producción, distribución y consumo del gas natural, que conllevó a la liberalización de este mercado al descender la producción nacional y aumentar las importaciones para disminuir la diferencia entre demanda y producción nacional, los gasoductos antes propiedad de PEMEX son operados por CENAGAS;⁷⁰ esta red de gasoductos puede verse en el siguiente mapa (10):

⁷⁰ CENAGAS es gestor, administrador y operador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), el cual “se compone por un conjunto de sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios, de entre los que el Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de CENAGAS, funge como sistema central, teniendo integrados seis sistemas periféricos, lo que otorga diversos beneficios técnicos y económicos tales como redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas de transporte de gas competitivas” (CENAGAS, 2016), por lo que debe entenderse que existía participación privada en los gasoductos que conforman lo que hoy es el SISTRANGAS desde antes del sexenio de Peña Nieto.

Mapa 10

Estructura de gasoductos operados por CENAGAS, 2019



Fuente: Elaboración Propia con datos de CFE y SENER.

En la tabla 10 aparece la lista de nombres que conforman la Red Nacional de gasoductos operados por CENAGAS. En ella aparecen los nombres de los gasoductos precedidos por un número que corresponde al símil en el mapa 10.

Tabla 10

Gasoductos a cargo de CENAGAS

6-Sistema Naco-Hermosillo	9-Gasoducto Chihuahua-Cd Juárez
16-Gasoducto Chihuahua-Anáhuac	19-Gasoducto Escalón-Química del Rey
20-Gasoducto Chávez Chihuahua	21-Gasoducto Chávez-Durango
27-Gasoducto Valtierra, Lázaro Cárdenas	29-Gasoducto Castaños-Escobedo
30-Gasoducto Escobedo-Monclova	33-Gasoducto Reynosa-Chihuahua
34-Gasoducto Reynosa-Los Ramones-Escobedo	37-Gasoducto Miguel Alemán-Matamoros
41-Gasoducto Culebra-Santa Catarina	42-Gasoducto San Fernando-Los Ramones
45-Gasoducto Minatitlán-Venta de Carpio	46-Gasoducto Cempoala-Santa Ana
47-Gasoducto Poza rica-Venta de Carpio	48-Gasoducto Cactus-San Fernando
49-Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz	

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE 2019 y SENER 2019.

En los datos actualizados por la Secretaría de Energía en su “Estatus de la Infraestructura de Gas Natural”⁷¹ de la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, publicados el primero de octubre del año 2019, muestra que los Gasoductos en la Red Nacional al 2012 sumaron 11,347 km, de los cuales 9,118 km operados por Pemex y 2,229 km operados por terceros; la SENER esperaba que para finales de ese año se sumaran 7,542 km, de los cuales 5,863 km ya están concluidos y 1,679 km en construcción (SENER, 2019). El total esperado para finales de 2019 es equivalente a 18,889 km. Hasta antes de 2012, el porcentaje de gasoductos representaban el 19.64% de km operados por particulares.

⁷¹ Documento disponible en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf

Conclusiones

Hasta el año 2019, con las políticas implementadas por el gobierno del actual presidente Andrés Manuel López Obrador, la importación y la demanda de gas natural, por lo menos no ha incrementado al mantenerse casi igual al año anterior. Esto en parte se debe a la producción que PEMEX está recuperando y a la renegociación del suministro de gas natural que llevó a cabo la CFE. El desmantelamiento de la industria nacional energética en México, -durante el periodo neoliberal-, cobra sentido si contemplamos que todas las empresas petroleras *nacionales* (NOC's), de propiedad total o mayoritaria de los gobiernos nacionales, representan en su conjunto más de la mitad de la producción mundial y una proporción mayoritaria de reservas probadas y probables (2P); junto con las empresas petroleras internacionales controlan dos terceras partes de las reservas mundiales, las cuales incluyen petróleo convencional y no convencional, las reservas restantes se comparten entre los *independientes* (22%) y las *mayores* (12%) (IEA, 2020). Lo que da cuenta del poder económico y relevancia estratégica con que cuentan las empresas *nacionales*, desmonta el discurso de que son ineficientes e improductivas, y más bien evidencia el por qué empresas como las *mayores* tendrían interés en que las primeras les cedieran una parte del pastel de la extracción de hidrocarburos.

Estas empresas petroleras nacionales tienen su base de activos a menor costo, que se traduce en una menor inversión en el área de exploración y producción, por lo que se entiende el papel de países como Estados Unidos, en donde operan las *mayores* y los *independientes*, que, además, son motivo de resguardo bajo seguridad nacional para su gobierno. Así, son dos formas por las que consiguen recursos naturales de otras naciones, incluidos los hidrocarburos: intervención guerrillera o un adecuamiento legal en los países con industria nacional (NOC) que permite, bajo una serie de reformas legitimadas por los poderes gubernamentales, su apertura a la inversión o participación de particulares en la producción antes exclusiva de la NOC del país anfitrión. En México, la Reforma Energética fue el instrumento legal para someter a PEMEX y a CFE a la producción estadounidense y, por lo tanto, la acumulación de ganancias monetarias para empresas privadas que suministran combustibles y gas natural a nuestro país.

Lo reconocido por la IEA es que la industria petrolera se está convirtiendo en un negocio con menos jugadores, y los que quedan tienden a ser más grandes (IEA, 2020). El fenómeno de concentración de capitales petroleros lleva a la alianza de éstos, luego a fusiones o las empresas más consolidadas absorben a las menos integradas, pasando a ser menos empresas las que dirigen la industria petrolera, es decir, se centraliza este capital en menos manos: no es de sorprender sino el funcionamiento en pleno de la ley de la producción del sistema capitalista y el grado de desarrollo que éste ha alcanzado a escala global.

Frente a esos mecanismos económicos se enfrentan las NOC's, y muy específicamente las que bajo gobiernos que plantean la redistribución de la riqueza que emana de la renta petrolera, como PEMEX en México, equivalente a PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) en Venezuela y a NIOC (*National Iranian Oil Co*) en Irán. Por tal motivo, a pesar de que muchos países ricos en recursos han estado bajo presión en los últimos años después de la caída del precio del petróleo de 2014, la inversión de los NOC's en general se ha mantenido más constante que la de las *mayores*, según la IEA.

Sin embargo, para el caso de la producción y consumo de gas natural, en México pese a contar con una empresa nacional de hidrocarburos como PEMEX, su producción no ha sido suficiente para satisfacer el consumo nacional, de modo que el déficit es cubierto mediante producción de gas no convencional en EUA, la cual se encuentra dominada tanto por empresas independientes como por las mayores. De este país importamos más del 90% de la molécula: gas natural, principal combustible comercializado por CFE Internacional y CFEnergía para la CFE. Entre 54% y 59% de su generación eléctrica proviene del gas natural, por lo que este energético es el corazón de esta paraestatal.

Dentro del conjunto de empresas que venden gas natural a CFEi en el mercado estadounidense se encuentran: *Kinder Morgan, Sempra, Tenaska Marketing, ONEOK, Energy Transfer, WhiteWater Midstream, Howard Energy, Plains All American, Spectra Energy Partners* y *Trafigura Trading LLC*. A ésta última, *Trafigura Trading LLC*, CFEi le compra la mayor cantidad que en general es más de un tercio del total a uno de los precios más elevados de compra para esta zona comercial.

En cuanto al servicio transporte, los gasoductos que conectan con los puntos de internación del lado estadounidense son dominados por *Kinder Morgan* con 10 gasoductos;

seguidos por 3 de *Spectra Energy*, 3 de *Energy Transfer Partners* (2 en conjunto con Carso), 2 *West Texas Gas*; mientras que *TransCanada*, EMERA, ONEOK, NET *Midstream* y *Enbridge Inc*, tienen uno cada quien. Tan sólo *Kinder-Morgan*, *Energy Transfer Partners* y *Sempra* construyeron 16 de los 24 gasoductos que conectan con los puntos de internación, equivalente a un 66% del total de éstos.

El gas natural proveniente de Estados Unidos llega a México mediante 24 “puntos de internación”, de los cuales 18 fueron desarrollados por empresas privadas (tan sólo 10 pertenecen al consocio *Sempra (IENova)*). Esto quiere decir que tan solo 6 de 24 puntos de internación fueron desarrollados por entidades públicas, mientras que la mayoría, 75%, fueron desarrollados por empresas transportistas privadas. En territorio nacional de los gasoductos de internación, 18 de los 24, es decir, 75% de los ductos que conectan con los puntos de internación de gas natural han sido desarrollados por privados. Tan solo 9 de estos fueron desarrollados por *IENova*. Tan solo la infraestructura con la que se realiza la importación y distribución de gas natural tiene como mayoría la participación de empresa privadas, que igualmente se traduce en la dependencia hacia éstas, mayoritariamente estadounidenses. Es decir, la dependencia gasífera de México hacia EUA tiene nombres y apellidos. En materia de transporte, del total de 58 gasoductos instalados en territorio nacional, 38 pertenecen a empresas privadas, la cantidad que cada una de ellas tiene se distribuye de la siguiente manera: *Elecnor* (1), *Midstream* de Mexico (1), *Kinder Morgan Mexico Pipeline* (1), *Spectra Energy* (1), *MT Falcon Holdings Company* (1), *Engie* (3), *Source Gas Inc* (4), Carso (4), *Fermaca* (6), *TransCanada* (7), *TransCanada-Ienova* (1), *Ienova* (8).

Mientras que son 20 gasoductos de propiedad pública operados por CENAGAS. Si atendemos la cantidad de kilómetros de la red de gasoductos, tanto para la importación⁷² de molécula de gas natural como su distribución al interior de nuestro país tenemos que la proporción en kilómetros, propiedad de todas las empresas privadas es del 48.96% equivalente a 8,747 km y se concentran en el norte, oeste y centro mexicano; mientras que el otro 51.04% les corresponde a entidades públicas y equivale a 9,118 km que se concentran en el sureste y centro mexicano.

⁷² Estratégica, es decir, después de la reforma energética

En conclusión, las empresas de transporte o comercializadoras de gas natural que tienen alta injerencia en el traslado de molécula son *IENova*, *TransCanada*, *Kinder Morgan*, *Energy Transfer Partners*. Es *IENova*, filial de *Sempra Energy*, quien domina la propiedad de gasoductos privados en nuestro país al contar con 9, así como el desarrollo de 10 de 24 puntos de internación y dos gasoductos de internación desde Estados Unidos; seguido por *TransCanada* con 8 (uno junto con *IENova*) gasoductos al interior de México, *Fermaca* con 6 y *Carso* con 4. En cuanto a los gasoductos de EUA hacia México *dominan Kinder Morgan* y *Energy Transfer Partners*. *Trafigura* el mayor proveedor de Gas Natural a un precio por encima del promedio de compra de CFEi.

Mientras la industria energética mexicana logre recuperarse y con ellos la producción de petróleo y de gas natural, que no se dará por mandato presidencial sino después de una organización financiera y logística productiva a través de años, tendremos una dependencia al gas natural estadounidense por dos motivos: contratos establecidos para el suministro de molécula que en ocasiones trascienden los plazos sexenales de los gobiernos federales y contratos de transporte de la misma, así como la rehabilitación y construcción de infraestructura para incrementar la producción y distribución de la propia industria nacional.

Para la producción petrolera y gasífera de Estados Unidos, aun cuando esta industria en ese país sea diversa, existe una repartición por parte de los industriales en cuanto a la explotación convencional y no convencional, el transporte y la distribución en general. De esta manera la creación de CFE Internacional y de CFEEnergía resultó ser parte de una organización de la industria petrolera estadounidense como compradoras de gas natural. Hay que decir entonces que la creación de CFEEnergía y de CFE internacional fue la manera de abrir el mercado, bajo la dirección de las dos filiales, para la venta de gas natural hacia México. Esta afirmación tiene que ver con la gran cantidad de molécula que compra CFEi y que posteriormente venderá a CFEEnergía (y ésta a su vez a CFE y terceros en territorio nacional). CFEi no compra a los productores directos sino a otros comercializadores; ni en su caso, CFEEnergía a comercializadores directamente. En ese sentido CFEi resulta un intermediario entre CFEn y comercializadoras en Estados Unidos.

A lo mucho, tanto CFEI como CFEn son comercializadoras, que deben primero comprar para luego vender el gas natural. Que, frente a las grandes petroleras, sean las

mayores o las independientes, las filiales de CFE solo se encuentran en la circulación del producto gas natural, mientras que las otras empresas estadounidenses tienen actividad en toda la cadena de valor de la industria petrolera y gasífera.

ANEXO

Tabla 11

*Los 5 principales productores de gas, petróleo y carbón por cuenca en EUA, 2019**

Cuenca	Empresa operante /País de origen	Proceso productivo	¿Qué producen?	% en cuenca respecto al Total	% de Petróleo en cuenca	% de Gas en cuenca	Otras actividades económicas
<i>Permian</i> (Oeste de Texas Sureste Nuevo México)	Mewbourne Oil / EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	79%	60%	40%	
	Endeavor energy [1] / EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	81%	79%	21%	Construcción, Mantenimiento y servicios de pozos; Transporte de Hidrocarburos
	Surge energy [2] / CHINA	Exploración y producción	Gas y Petróleo	84%	86%	14%	
	Crown energy [3] / EUA	Exploración y producción	En cadena de valor	86%	75%	25%	Presencia en toda la cadena de valor de la Producción y Circulación
	Hunt Oil / (EUA)	Exploración y producción	Gas y Petróleo	69%	75%	25%	
<i>Eagle Ford</i> (Texas)	Lewis Energy [4]	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	100%	2%	98%	Transporte de agua residual
	Escondido Resources / EUA	Exploración y producción	Gas	100%	1%	99%	
	Hawkwood Energy / EUA, 2012	Exploración y producción	Gas, Petróleo y Carbón	90%	89%	11%	
	Verdun Oil & Gas / 2012	Exploración y producción	Gas y Petróleo	100%	70%	30%	
	Venado Operating [5] / EUA, 2011	Exploración y producción	Gas y Petróleo	100%	85%	15%	En el sector financiero
Williston (Dakota del Norte y Dakota del Sur/ Sur de Saskatchewan)	Slawson Exploration [6]/ EUA, 1976	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	99%	86%	14%	Minería
	Bruin E&P Partners [7] / EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	93%	79%	21%	Compra de propiedades para la extracción de gas y petróleo

	Petro-Hunt [8]	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	92%	79%	21%	Presencia en toda la cadena de valor de la Producción y Circulación
	kraken Oil & Gas / EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	78%	88%	12%	
	Rimrock Oil & Gas	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	100%	86%	14%	
Anadarko (Oeste de Oklahoma y el Panhandle de Texas)	FourPoint Energy [9] /EUA	Exploración y producción	Gas y petróleo	76%	19%	81%	Minería y geología
	Tapstone Energy /EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y Líquidos de Gas Natural	92%	26%	74%	
	Mewbourne Oil / EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y Carbón	18%	46%	54%	
	Merit Energy Company / EUA	Exploración y producción	Petrolera en su conjunto	24%	40%	60%	
	Tecolote energy, LLC. /EUA	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	100%	17%	83%	
Appalachia (Noreste de EUA)	Ascent Resources / Reino Unido	Exploración y producción	Gas y petróleo	100%	6%	94%	
	Chief Oil & Gas / EUA	Exploración y producción	Gas y petróleo	89%	0%	100%	
	Penn energy Resources / EUA, 2011	Exploración y producción	Gas y petróleo	86%	4%	96%	
	HR Energy / ¿Austria?	Exploración y producción	Gas, petróleo, Carbón y Líquidos de Gas Natural	100%	9%	91%	Industria de la energía, Minería, Construcción, Marina, Envío, Aeroespacial
	Alta Resources	Exploración y producción	Gas y petróleo	100%	0%	100%	Servicios outsourcing para Administración de empresas
Haynesville (Louisiana y Texas)	Indigo Mineral / EUA	Exploración y producción	Gas y LGN	87%	0%	100%	
	Vine Oil & Gas / EUA,2016	Exploración y producción	Gas y petróleo	100%	0%	100%	

	Covey park Energy / EUA,2013	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	100%	0%	100%	
	GEP Haynesville / EUA,2016	Exploración y producción	Gas, petróleo y carbón	96%	0%	100%	
	Aethon Energy Management / EUA,2014	Exploración y producción	Gas petróleo	49%	0%	100%	Gestión de activos como capital privado
Denver-Julesburg (Noroeste de Colorado y Sureste de Wyoming)	Grey Stone Peak Resources / EUA, 2016	Exploración y producción	Gas petróleo	77%	57%	43%	
	Great Western Oil & Gas / EUA,2016	Exploración y producción	Gas petróleo	81%	68%	32%	Producción de equipo y servicios para la E&P
	Cub Creek Energy	Exploración y producción	Gas petróleo	100%	54%	46%	
	Verdad Resources	Exploración y producción	Gas petróleo	74%	77%	23%	Compra de propiedades y terrenos
	GBK Corporation [10]	Exploración y producción	Gas petróleo	23%	86%	14%	Compra de propiedades para la extracción de gas y petróleo

Fuente: Elaboración propia con información de cada empresa⁷³, Drilling info Strategy and Analytics Group.

⁷³ De sus páginas web, disponibles en los siguientes enlaces:

<http://www.lewisenergy.com/>

<http://www.lewisenergy.com/production>

https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-026-nacional.aspx

www.eroc.com/

<https://www.hawkwoodenergy.com/>

<https://www.bloomberg.com/profile/company/0584060D:US>

<https://verdunoilco.com/>

<https://www.vogllc.com/>

<http://www.slawsoncompanies.com/exploration/>

<http://www.slawsoncompanies.com/>

<https://www.bloomberg.com/profile/company/0711696D:US>

Bruin E&P Partners LLC: <https://www.bloomberg.com/profile/company/1492032D:US>

<http://www.arclight.com/>

Republic Midstream LLC : <https://www.bloomberg.com/profile/company/1219912D:US>

<https://www.efmidstream.com/news/nuevo-agrees-purchase-republic-midstream>

<https://www.nutrien.com/>

<https://www.petrohunt.com/about>

<http://krakenoil.com/operations-overview/>

<http://krakenoil.com/company/>

<http://krakenoil.com/management>

<https://www.worldenergytrade.com/index.php/m-news-finance-energy/102-news-economia/4060-oxy-completa-la-compra-de-anadarko>

En esta tabla la información se encuentra sintetizada, sin embargo, algunos puntos tienen un señalamiento con un número entre corchetes después del nombre de la empresa. Esa información se despliega a continuación:

[1] Esta empresa se dedica a servicios de transporte, mantenimiento de pozos, servicio de pozos, servicios de línea fija, mantenimiento de vehículos y construcción. Sostiene un acuerdo con *ExxonMobil* para exploración y producción por 7 años desde 2014.

[2] Subsidiaria en EUA de Shandong Xinchao Energy Corp.

[3] Planificación de pozos, revisión geológica, asuntos regulatorios, perforación, finalización y la producción, hasta la gestión de arrendamiento y distribución de ingresos.

[4] Pemex firmó en 2018 contrato con Lewis Energy para la evaluación y explotación de un yacimiento no convencional en Coahuila como continuación de la explotación de la cuenca *Eagle Ford*. Tiene convenio con *Chevron Phillips Chemical* que le proporcionará tubería de plástico especializada para el transporte de agua residual.

<https://www.economiahoy.mx/economia-eAm-mexico/noticias/10033282/08/19/La-petrolera-Occidental-completa-la-compra-de-Anadarko-por-55000-millones.html>
<https://www.anadarkobasinproducer.com/investments-partners/>
Mewbourne Oil Co.: <https://www.bloomberg.com/profile/company/3585021Z:US>
<https://fourpointenergy.com/our-business/industry-affiliations/>
<https://tapstoneenergy.com/>
<https://www.meritenergy.com>
Tecolote Energy LLC: <https://www.bloomberg.com/profile/company/1432223D:US>
<https://www.naturalgasintel.com/haynesvilleinfo>
<https://www.ascentresources.co.uk/>
<https://www.ascentresources.co.uk/operations/>
<http://www.chiefog.com/>
<https://www.pennenergyresources.com/>
<https://energyhr.com.au/>
<https://www.altaresources.com/about-alta.html>
<http://www.ndgo.com/>
<https://www.vineog.com/operations/default.aspx>
Covey Park Energy LLC: <https://www.bloomberg.com/profile/company/1022763D:US>
<https://www.coveypark.com/>
Aethon Energy Management LLC :<https://www.bloomberg.com/profile/company/1272320D:US>
Great Western Oil & Gas Co LLC: <https://www.bloomberg.com/profile/company/0730605D:US>
<https://greatwesternpetroleum.com/executive/>
<https://www.cpr.org/2019/06/21/oil-and-gas-company-crestone-peak-resources-sues-boulder-county-in-fight-over-drilling/>
GBK Corp.: <https://www.bloomberg.com/profile/company/9886920Z:US>
<https://www.kfoc.net/site/sections/1>
<https://www.crestonepeakresources.com/>

[5] Gestión de activos por, KKR, firma de inversión global.

[6] Filial de Slawson Companies, consorcio de empresas dedicadas a la construcción, minería, desarrollo inmobiliario y hospitales.

Convenio con Republic *Midstream*, LLC que se dedica a los servicios y el equipo necesario para la exploración y producción de gas y petróleo. Nuevo *Midstream* Dos, LLC ("Nuevo Dos") junto con una filial de *ArcLight Capital Partners* ("ArcLight") compró a *Republic Midstream*, LLC ("Republic *Midstream*") *Republic Midstream* posee y opera un sistema de recolección, almacenamiento y transporte intermedio de petróleo crudo en *Eagle Ford Shale*.

Minería canadiense para la extracción de potasa, nitrógeno, fosfato y otros minerales necesarios para producir fertilizantes.

[7] Esta empresa se dedica a la adquisición de propiedades convencionales para la extracción de gas y petróleo Convenio con *ArcLight* que invierte en toda la industria eléctrica. En tres ejes: *Midstream*: tuberías, almacenamiento y terminales, recolección y procesamiento, transporte y mar adentro; Energía convencional: (gas natural, carbón, petróleo), energía renovable (eólica, hidráulica, solar, biomasa); Producción: petróleo en tierra, gas natural y líquidos de gas natural.

[8] s uno de los 10 principales productores privados de líquidos en los EE. UU. Con operaciones en seis estados de EUA. Empresa con diferentes filiales en distintas áreas productivas: en el petróleo y gas; *Petro-Hunt*, LLC, *Petro-Hunt Oklahoma*, *Petro-Hunt Dakota*, Energía Pilar; compra de minerales, bienes raíces en Texas, refinación de petróleo *Placid Refining Little Knife Gas Plant*; inversiones alternativas en Tecnología, Biotecnología, Dispositivo médico, Cuidado de la salud, Transporte, Ganadería y Otros.

[9] Participa con 24 empresas más que, en su mayoría se dedican a la extracción de petróleo: American Association of Petroleum Geologist, AAPL: America's Landmen, AICPA, energy API, COPAS, council of Petroleum accountants societies, IPAA, independiente Petroleum association of America; *INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS*; *Natural Gas & Energy Association of Oklahoma*; *Oklahoma Bar Association*; *Oklahoma City Geological Society*; *The Petroleum Alliance of Oklahoma*;

The Panhandle Producers & Royalty Owners Association (mineral gas); Petroleum Technology Transfer Council; ROCKY MOUNTAIN ASSOCIATION OF GEOLOGISTS; Rocky Mountain Mineral Law Foundation; Society of Petroleum Engineers; Society of Petroleum Evaluation Engineers; Society of Petrophysicists and Well Log Analysts; Texas Independent Producers & Royalty Owners Association (TIPRO); The West Texas Geological Society; Western Energy Alliance; American Association of Drilling Engineers; Young Professionals in Energy (YPE).

[10] Opera como *Kaiser-Francis Oil Company*, compañía de exploración y producción de petróleo y gas. Los servicios de la Compañía incluyen la compra, venta y desarrollo de propiedades de exploración de petróleo y gas.

Bibliografía

- Apache. (2019). *Apache Corporation*. Obtenido de http://www.apachecorp.com/Operations/US/Permian_region/index.aspx
- Atmos. (2019). *Atmos Energy*. Obtenido de Sobre Atmos Pipeline Texas: <https://www.atmosenergy.com/apt/about-atmos-pipeline-texas>
- BP. (2019). Londres: BP.
- BP. (29 de 03 de 2019). *BP*. Obtenido de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2018.pdf>
- Carrizo. (2019). *Carrizo Oil & Gas*. Obtenido de <https://www.carrizo.com/operations/eagleford-Shale/default.aspx>
- CENAGAS. (2016). *CENAGAS y SINTRANGAS*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500>
- CFE. (26 de 09 de 2019). *Presenta Manuel Bartlett políticas implementadas para el rescate de la CFE*. México: Coordinación de Comunicación Corporativa.
- CFEi. (2018). *Plan de negocios 2018- 2022*. México.
- CFEnergia. (28 de 09 de 2018). *Plan de Negocios 2018 - 2022*. México, México.
- Chesapeake. (2019). *Chesapeake*. Obtenido de <http://www.chk.com/operations/pennsylvania>
- Chevron. (2018). *Supplement to the annual report*. Obtenido de <https://www.Chevron.com/-/media/shared-media/documents/annual-report-supplement-2018.pdf>
- Chevron. (2019). *Chevron*. Obtenido de <https://www.Chevron.com/about/history>
- Chevron. (03 de 2019). *marcellus case study*. Obtenido de <https://www.Chevron.com/stories/marcellus-Shale>
- Chevron. (2019). *The Permian basin*. Obtenido de <https://www.Chevron.com/projects/Permian>
- Chevron. (2020). *Chevron Pipe Line Company*. Obtenido de <https://www.Chevron.com/operations/transportation/Chevron-pipe-line-company>
- CNH. (2019). *Prospectiva de la Producción Nacional de Gas Natural*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- CNIH/SIH. (27 de 02 de 2020). *Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos*. Obtenido de Sistema de información de hidrocarburos: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

- Colombano, A. y. (2015). *Análisis de empresas de petróleo y gas. Upstream, Midstream y downstream*. Illinois: CreateSpace, An Amazon.com Company.
- ConocoPhillips. (19 de 02 de 2019). *ConocoPhillips*. Obtenido de <https://static.ConocoPhillips.com/files/resources/ConocoPhillips-2018-ar.pdf>
- ConocoPhillips. (marzo de 2019). *Lower 48*. Obtenido de <https://static.ConocoPhillips.com/files/resources/19-0043-fact-sheets-19q1-lower48.pdf>
- Contreras, J. (29 de 08 de 2015). *Encyclopédie de l'énergie*. Obtenido de <https://www.encyclopedie-energie.org/contratos-de-exploracion-y-produccion-de-petroleo-los-contratos-de-arrendamiento-de-petroleo-y-gas/>
- Crooks, E. (02 de 05 de 2015). *Expansión*. Obtenido de <https://www.expansion.com/empresas/energia/2015/05/02/5544fdef268e3e107f8b456a.html>
- Devon. (06 de 08 de 2019). *Devon Energy*. Obtenido de Q2 2019 Operations Report: https://s2.q4cdn.com/462548525/files/doc_financials/quarterly/2019/q2/Q2-2019-DVN-Operations-Report.pdf
- DOF. (11 de 08 de 2014). *Diario Oficial de la Federación*. Recuperado el 2019 de 10 de 02, de Honorable Congreso de la Unión: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014
- DOF. (2019). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019
- Drillinginfo. (2019). *Top 5 private operators by basin*. Drillinginfo.
- EEC. (2016). *An Energy Revolution: 35 Years of Fracking in the Barnett Shale*. Texas: Energy Education Council (EEC).
- EIA. (2019). *Energy Information Administration*. Obtenido de <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>
- EIA. (2020). Obtenido de *Petróleo y otros líquidos*: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/#tabs-summary-2>
- Enbridge. (2019). *Enbridge*. Obtenido de <https://www.enbridge.com/about-us>
- EnergyTransfer. (2019). *Energy Transfer*. Obtenido de <https://www.energytransfer.com/major-projects/>

ENI. (25 de 10 de 2019). *ENI*. Obtenido de https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2019/10/eni-third-quarter-2019-ceo-claudio-descalzi-comments-results.pdf

ENI. (2019). *ENI- Historia*. Obtenido de https://www.eni.com/en_IT/company/international-presence.page

ExxonMobil. (2018). *2018 Financial and Operating Review*. Exxon Mobil.

ExxonMobil. (2018). *Summary Anual Report 2018*. Obtenido de <https://corporate.ExxonMobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/annual-meeting-materials/annual-report-summaries/2018-Summary-Annual-Report.pdf>

Fortune500. (2019). *Fortune 500*. Obtenido de <https://fortune.com/fortune500/2019/Chevron/>

Fortune500. (2019). *Fortune Global 500*. Obtenido de <https://fortune.com/global500/2019/exxon-mobil/>

getfillings. (28 de 02 de 2018). *Getfillings*. Obtenido de http://getfillings.com/sec-filings/180228/EXXON-MOBIL-CORP_10-K/xomexhibit21.htm

Goodrich. (2018). *Goodrich Petroleum Company*. Obtenido de <http://goodrichpetroleumcorp.investorroom.com/operations>

IEA. (2019). *World Energy Investment*.

IEA. (2019). *World Energy Outlook*. Paris: IEA.

IEA. (2020). *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions*. Francia: IEA publications.

KinderMorgan. (2019). *Natural Gas Pipelines*. Obtenido de https://www.kindermorgan.com/pages/business/gas_pipelines/west/EPNG_MP/default.aspx

McLean, B. (2018). *Saudi America: The Truth About Fracking and How It's Changing the World*. New York: Columbia Global Reports.

Nasdaq. (2019). Obtenido de <https://www.nasdaq.com/symbol/cop/institutional-holdings>

News, R. B. (1 de 10 de 2019). *BBC*. Recuperado el 1 de 10 de 2019, de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-49901057>

NGI. (2016). *Información sobre el esquito Eagle Ford*. Obtenido de <https://www.naturalgasintel.com/eaglefordinfo#top>

NGI. (2016). *NGI*. Obtenido de <https://www.naturalgasintel.com/Permian-Shale-acreage-positions>

- NGI. (2016). *NGI Shale Daily*. Obtenido de INFORMACIÓN SOBRE EL ESQUISTO DE HAYNESVILLE: <https://www.naturalgasintel.com/haynesvilleinfo#top>
- NGI. (2019). *Natural Gas Intelligence*. Obtenido de Información sobre la cuenca del Pérmico: <https://www.naturalgasintel.com/Permianinfo#top>
- Oneok. (2019). *Natural pipeline*. Obtenido de <https://www.oneok.com/customers/ngp>
- OXY. (2019). *Occidental Petroleum Corp.* Obtenido de <https://www.oxy.com/OurBusinesses/OilandGas/PermianBasin/Pages/default.aspx>
- PEMEX. (2019). *Plan de Negocios 2019 - 2024*. México: PEMEX.
- SEMARNAT. (2010). Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/396848/CGACC_CCA-UNAM_Modelacion_Aguas_Profundas.pdf
- SENER. (11 de 23 de 2018). *Prospectiva de Gas Natural 2018 - 2032*. Recuperado el 02 de 10 de 2019, de https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
- SENER. (10 de 2019). *Estatus de la Infraestructura de gas natural*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf
- SENER. (01 de 10 de 2019). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 02 de 10 de 2019, de Gobierno de México: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497827/Estatus_de_gasoductos_octubre_2019.pdf
- Shell. (2019). Obtenido de <https://reports.Shell.com/annual-report/2018/strategic-report/segments/oil-and-gas-information.php>
- Shell. (2019). *Annual Report and Form 20-F for the year ended*. La Haya: Royal Dutch Shell plc .
- Sputnik. (06 de 12 de 2019). *Sputnik News*. Obtenido de <https://mundo.sputniknews.com/economia/201912061089555626-la-opec-acuerda-recorte-adicional-de-produccion-de-petroleo-en-primer-trimestre-de-2020/>
- Tenaska. (2019). *Tenaska*. Obtenido de <https://www.tenaska.com/energy-marketing/gas-marketing/>
- Tirado, A. (19 de 02 de 2018). *CELAG*. Obtenido de https://www.celag.org/rex-tillerson-ExxonMobil-al-departamento-estado/#_ftnref4
- Total. (2019). *Factbook 2018*. Courbevoie : Total S.A.

Transfer, E. (18 de 12 de 2019). *Comanche Trail Pipeline*. Obtenido de <https://ctpetconnect.energytransfer.com/ipost/CTP/capacity/design-capacity-for-intrastates>

Transfer, E. (18 de 10 de 2019). *Trans-Pecos Pipeline*. Obtenido de <https://tppetconnect.energytransfer.com/ipost/TPP/capacity/design-capacity-for-intrastates>

Transfer, E. (19 de 12 de 2019). *Transwestern Pipeline Company*. Obtenido de <https://twtransfer.energytransfer.com/ipost/TW/maps/system-map>

Unión, C. d. (31 de 10 de 2014). *Diario Oficial de la Federación*. Recuperado el 2 de 10 de 2019, de Secretaría de Gobernación: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366671&fecha=31/10/2014