

Hacia la explotación de campos no convencionales en municipios fronterizos de Coahuila, México

Towards the Exploitation of Non-Conventional Fields in Border Municipalities of Coahuila, Mexico

Journal of Economic Literature (JEL):

Q3, Q4, Q56, R1

Palabras clave:

Petróleo
Gas natural,
Campos no convencionales
Desarrollo fronterizo
Energía

Keywords:

Oil
Natural gas
Fields that are not convincing
Border Development
Energy

Fecha de recepción:

14 de enero de 2020

Fecha de aceptación:

22 de abril de 2020

Resumen

Los hidrocarburos contenidos en el Play Eagle Ford en Texas, Estados Unidos, han sido explotados de manera exitosa, lo que ha contribuido a elevar su producción nacional e impulsado la actividad económica regional. Este trabajo estudia los retos para ampliar la explotación de los hidrocarburos en la prolongación de esa formación en la frontera de México. El fundamento del estudio parte de las experiencias enfrentadas en el desarrollo de las actividades del lado estadounidense y las que se pueden identificar en los municipios de Piedras Negras, Hidalgo, Guerrero y Nava. Se concluye que existe un potencial de reservas y hay condiciones para explotar los campos de shale gas, pero la incertidumbre sobre las posiciones contrastantes en torno su desarrollo, tanto en términos ambientales, operativas, legales como políticas; son factores que incidirían en contra de la rentabilidad y de su competitividad respecto a su contraparte de Texas.

Abstract

The hydrocarbons contained in the Play Eagle Ford in Texas, United States have been exploited successfully. This has contributed to increase the national hydrocarbons production and boosted the regional economic activity. This paper studies the challenges to expand the hydrocarbons exploitation in the Eagle Ford Play in the Mexican border. The study is supporting on the experiences faced in the development of activities on the US side and in the viability to encourage them in Piedras Negras, Hidalgo, Guerrero and Nava municipalities. It concluded that there are potential reserves and certain favorable conditions to exploit the hydrocarbons in the municipalities under study, but the uncertainty about the contrasting positions around its development, in environmental, operational, legal and political terms, are factors that would influence its profitability and competitiveness with respect to its counterpart in Texas, USA.



Daniel Romo Rico

ESIA, Ticomán,
Instituto Politécnico Nacional (IPN)
<dromor@ipn.mx >

203

Introducción

La explotación de campos no convencionales de lutitas ha tomado importancia a nivel internacional, particularmente en Estados Unidos (EU) en donde ha relanzado el crecimiento de su industria petrolera. En 2017, la extracción de gas en ese tipo de campos representó un poco más de la mitad del total de su producción nacional y se estima que seguirá creciendo, lo que originará una reducción en sus importaciones y que se convierta en exportador neto hacia 2022, alcanzando en 2035 un volumen de 7.4 billones de pies cúbicos diarios (bpcd) (FORDECYT, 2014).

La extensión transfronteriza de la formación Eagle Ford, en el Estado de Texas (EFT) se convirtió en una de las zonas de mayor dinamismo, favorecida por el impulso de las actividades de *fracking* y perforación horizontal en los campos no convencionales, hasta convertirse en el segundo *play* productor más importante en lutitas en Estados Unidos. Su desarrollo contribuyó a modificar la geografía industrial del ramo de hidrocarburos en parte del vecino Estado de Texas, en particular en los condados Dimmitt, De Witt, Karnes y La Salle y Webb, en buena medida por las facilidades otorgadas a las empresas petroleras que operan en esa región (Vera, 2017).

La producción de gas natural en México disminuyó a una tasa media anual de 6.1% entre el año 2010 y 2018, lo que ha propiciado una menor penetración como aporte del consumo total nacional, provocando una mayor dependencia de las importaciones, algunas de las cuales son de gas natural licuado de mayor costo de adquisición. Se prevé que el consumo de gas natural continúe aumentando en el país, alcanzando 9.7 bpcd hacia 2031, que es 26.8% más que el nivel de consumo de 2016 (Secretaría de Energía, 2017). De continuar la tendencia en el ritmo de explotación de gas natural se profundizará la dependencia del exterior, por lo que es relevante identificar alternativas para elevar la producción.

México fue ubicado en sexto lugar a nivel mundial en reservas de *shale gas* con un estimado potencial técnicamente recuperable de 545 trillones de pies cúbicos (tpc), las cuales se sitúan en cinco zonas con potencial (EIA, 2014). Una de la más relevante se ubica en la formación Eagle Ford, que comprende parte del Estado de Coahuila. Este trabajo tiene como objetivo estudiar la viabilidad de extender las operaciones de explotación de hidrocarburos en los municipios fronterizos de Piedras Negras, Nava, Hidalgo y Guerrero en el Estado de Coahuila, en donde se ubica la extensión de la formación Eagle Ford Texas. Se establece la hipótesis de que existen posibilidades de impulsar las operaciones petroleras, emulando el éxito de explotación del *Play* en el vecino país del norte. El documento se basa en el estudio de las características

de explotación de los campos no convencionales en la parte estadounidense del *play* EFT. Paso seguido, se realiza un diagnóstico del conjunto de factores técnicos, legales, económicos, sociopolíticos y ambientales por enfrentar para su potencial explotación en los municipios citados en Eagle Ford México (EFM). Finalmente, se concluye que la posibilidad de explotar los hidrocarburos en los campos de shale gas de la región citada, se constituiría en una oportunidad para aplicar el estado del arte, el marco legal existente, así como enfrentar el conjunto de retos que han detenido su desarrollo.

1. El Play Eagle Ford en Estados Unidos y su desempeño

Eagle Ford¹ es una formación productora de hidrocarburos, que contiene 70% de lutitas carbonatadas con laminación e intercalaciones. La formación se extiende desde un área del sector noreste de México hacia el este de Texas, con aproximadamente 80 kilómetros (km) de amplitud y 644 km de longitud y un espesor promedio de 76 metros y profundidad entre 1,220 y 3,660 metros (Emmanul d'Huteau, 2012). EFT cuenta con reservas estimadas de 8.5 miles de millones de barriles de petróleo (mmmbp), 6 trillones de pies cúbicos de gas natural y 1.9 mmmbp de líquidos y condensados, que comprenden recursos técnicamente recuperables y no descubiertos (U.S. Geological Survey, 2018).

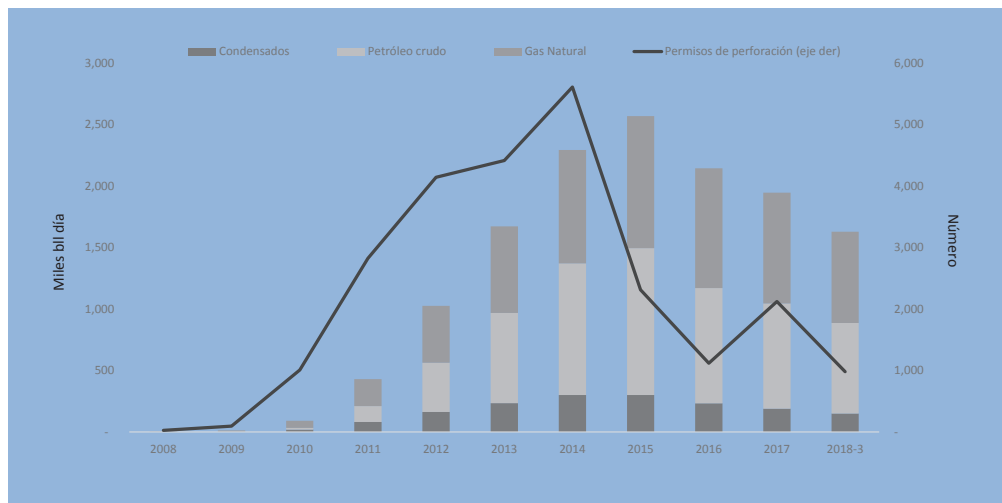
La producción en EFT incluye gas seco, aceite, condensados y gas húmedo (EIA, 2016). El gas tiene un contenido calórico de aproximadamente 1.440 Btu (*British Thermal Units*), que lo hace muy redituable. Los condensados cuentan con una gravedad API de 60° o superior, que se valora a precio de crudo ligero. Se ha identificado una alta relación gas/aceite y mayor profundidad en los pozos colindantes con el Estado de Coahuila, México (EIA, 2018 a). El petróleo y condensados se encuentran en el noroeste y el gas predomina en las regiones del sureste del play Eagle Ford. El total de pozos de esa región se ubicó en cerca de 17,000 en los primeros meses del 2018 (Berman, 2018), y en general, registran una tasa acelerada de declinación en los primeros años (Rystad Energy, 2017).

La producción de hidrocarburos en EFT creció de manera dinámica a partir del 2008 logrando un nivel máximo de 2.5 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mmbdpe) en 2014. Ante la baja de los precios internacionales del petróleo crudo, la rentabilidad de las operaciones disminuyó. Se detuvieron algunos proyectos nuevos y se afectaron financieramente algunos más (Figura 1), pero desde el año 2017 se han recuperado paulatinamente ante la revalorización del crudo en el mercado y en virtud de las acciones para disminuir los costos operativos.

¹ La formación toma su nombre de la ciudad de Eagle Ford ubicada al oeste de Dallas, Texas, en donde existe suelo arcilloso. Comprende los condados de Maverick, Zavala, Dimmit, Frio, La Salle, Webb, Wilson, Karnes, Mc Mullen, Gonzalez, Lavaca, Dewitt, Brazos, Madison, Milan, Fayette y Live Oak, entre los más importantes.

Durante el año 2018, EFT fue una de las regiones con mayor actividad en la explotación de los campos de lutitas a nivel mundial, llegando a contribuir un poco más de 12% de la producción diaria de petróleo en Estados Unidos.

Figura 1. Producción de Hidrocarburos y Permisos de Perforación en EFT



Fuente: Railroad Commission of Texas.

Se ha abatido el costo operativo y elevado la productividad de los pozos por los progresos en la perforación de longitudes laterales crecientes y los avances en la terminación de los pozos, así como por la disponibilidad de infraestructura de transporte, almacenamiento y procesamiento de hidrocarburos y su cercanía a los centros de proceso y consumo.

El gobierno federal de Estados Unidos, el del Estado de Texas y sus condados han impulsado la explotación de los campos de lutitas a través de beneficios fiscales y de facilidades para construir la infraestructura requerida, propiciado con ello, el impulso económico de varias poblaciones, algunas de las cuales estaban en proceso de abandono (Tunstall, 2015). Durante 2014, la industria de petróleo y gas en EFT generó un impacto total –tanto directo como indirecto–, cercano a los 123 mil millones de dólares (mmd) en 21 condados,² creando 153 mil empleos y contribuyendo con más de 3 mmd al gobierno estatal y al de los condados (Center for Community and Business Research, 2017). Las principales actividades incentivadas fueron el comercio, alojamiento, de alimentación, la construcción residencial y de infraestructura para el transporte de hidrocarburos, y en particular la petroquímica.

Con la disminución de los precios internacionales del petróleo crudo en

² Los condados que abarcaron el estudio fueron: Atascosa, Gonzales, Maverick, Bee, Karnes, McMullen, DeWitt, La Salle, Webb, Dimmit, Lavaca, Wilson, Frio, Live, Oak, Zavala, Bexar, Uvalde, Jim Wells, Victoria, Nueces y San Patricio.

la segunda mitad del 2014, la industria petrolera en EFT se vio afectada, no obstante, se contaba con ahorros en el Texas Rainy Day Fund, cuyo monto al cierre del 2018 rondaba los 11 mmd (The Texas Tribune, 2019), el cual sirvió como mecanismo para amortiguar el entorno enfrentado a las finanzas del gobierno estatal y local.

Hacia mediados 2018 operaban casi un centenar de compañías petroleras explorando y explotando hidrocarburos, así como 54 en las actividades *Downstream y Midstream* (EFS-News, 2018).

Aspectos ambientales

Uno de los retos o puntos controversiales en el desarrollo de las operaciones en EFT en los campos de shale gas son los temas relativos al medio ambiente.

- Coexisten riesgos potenciales por los químicos inyectados al pozo, que mezclados con el agua, originan afecciones al ser humano (Colborn, 2011) (Overbay, 2015).
- Se han identificado riesgos al personal por la exposición a altas temperaturas, intensidad del ruido y elevadas vibraciones, así como la exposición al óxido de silicio de los obreros que puede provocarle silicosis (NIOSH, 2018).
- El manejo del gas para su venta, reinyección o uso como combustible origina emisiones, al igual que su venteo y quema que se realiza con cierta frecuencia en la región (J. Bradbury, 2015).³ Existen emisiones de otros compuestos nocivos que originan acidificación, agotamiento de la capa de ozono y smog fotoquímico, así como algunos fluidos que no son completamente removidos de los pozos.
- Se han identificado casos de contaminación de agua por fugas de gas, derrames, e ilegales disposiciones o almacenamientos en sitios no adecuados (Haluszczak, 2013) (Hunn, 2017).
- Se han evidenciado enfermedades asociadas a la contaminación ambiental, como en el caso del Condado de Karnes (Wilder, 2013).
- Existe pérdida de biodiversidad por perturbación a especies catalogadas en peligro de extinción y amenazadas, debido a la remoción de la vegetación silvestre (Tennenbaum, 2014).
- Se ha incrementado el tráfico vehicular derivado del acarreo de materiales, equipo y personas e intensificado los accidentes automovilísticos.
- Antes de 2008, Texas registraba un máximo de dos micro temblores al año, pero aumentaron a un rango de entre 12 y 15, sin embargo, aparentemente no están relacionados con el fracturamiento hidráulico (TAMEST, 2017).

³ Las estimaciones de la tasa de emisión de metano durante el periodo 2009-2011 fueron de 9.5% ($\pm 7\%$) en términos de contenido de energía (Schneising O, 2014) (Howarth, 2015).

El agua para la explotación de los campos no convencionales primordialmente se obtiene de pozos, bajo permisos gubernamentales Estatales y Federales,⁴ quienes tienen la obligación de mitigar los conflictos sociales y al medio ambiente. Además de la aplicación del marco normativo, se incluyen cláusulas en los contratos firmados y el seguimiento operativo a través de visitas y solicitudes de información, entre otras.

La competencia y la participación público-privada han alentado medidas de sustentabilidad ambiental y neutralizado los efectos socioeconómicos adversos, pero resalta el uso de la tecnología (Cooper J., 2016).

Estados Unidos permite la explotación de las reservas de hidrocarburos existentes en el subsuelo a los dueños de la superficie. Las empresas petroleras rentan o adquieren los terrenos y suelen compartir la renta petrolera con el gobierno y con los dueños del terreno.

Los habitantes de Eagle Ford han manifestado poca confianza en el gobierno sobre el seguimiento y control de los impactos ambientales, por lo que la participación ciudadana ha sido un mecanismo de presión para mitigar conflictos y evitar su potencial agudización.

Se estima que la producción de hidrocarburos en EFT continuará elevándose, para estabilizarse hacia 2028 (EIA, 2018 b). Otras proyecciones señalan que el número de pozos perforados podría alcanzar 97 mil si los precios se ubican en un rango de 100 dpb (Ikonnikova SA, 2017).

2. Factibilidad de explotar campos de shale gas en Eagle Ford México

La Formación Eagle Ford en México (EFM) se extiende hasta las Cuencas de Burgos y Sabinas, y comprende un total de 54 municipios: 16 en el Coahuila, 25 en Nuevo León, y 13 en Tamaulipas. Sus espesores varían de 100 a 300 metros de espesor (en promedio 200 m), que comprenden tres áreas distintas prospectas a recuperación de aceite, gas y condensado y gas seco, respectivamente y en donde la lutita yace a profundidades de entre 1,000 y 5,000 metros. El espesor neto de la lutita rica en materia orgánica dentro del área prospectada varía de 60.96 a 91.44 metros.

Al cierre del 2017, los recursos prospectivos en el Cretácico Superior en Eagle Ford fueron de 7.1 mmmbpce, de los cuales 92% correspondieron a gas natural húmedo y 8.4% a petróleo. Se ha estimado que el nivel de producción en EFT puede ser indicio de un potencial similar en la región de Burgos (EIA, 2018 c).

⁴ Entre las autoridades involucradas en el seguimiento operativo en la explotación de los campos no convencionales en Eagle Ford se incluyen, además de las relativas al sector energético, la Environmental Protection Agency (EPA), Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) y the Railroad Commission of Texas (RRC).

Se eligió como área de estudio, la prolongación de EAT en los municipios de Piedras Negras, Nava, Guerrero e Hidalgo, Coahuila en donde se ubica alrededor de 7% de la población estatal y aproximadamente 0.3% de los 151,571 km² del total de la superficie del Estado. Es potencial extensión de las operaciones en EAT (Vera, 2017) y forma parte de la región noreste del país de elevada propensión al uso del gas natural (Micheli, 2018).

Contexto económico regional

En Piedras Negras existe una variada gama de actividades comerciales, financieras y de servicios, destacándose las maquiladoras y partes para automóviles y es uno de los pasos de mercancías entre México y Estados Unidos (Tabla 1). Le sigue Nava con actividades como la elaboración cerveza, de refrescos y la minería de carbón. En los municipios de Hidalgo y Allende predominan las actividades agropecuarias y comerciales (INEGI, 2018).

En general, la superficie de los terrenos del área de estudio es plana. Convive el régimen de propiedad ejidal con el de pequeños propietarios en donde se ubican ranchos, algunos de los cuales son utilizados para la cacería, sobre todo de venado, que atrae turistas (Tabla 2).

Tabla 1: Características Generales de los Municipios de Interés, 2017

Municipio	Orografía	Hidrografía	Actividades Económicas	Centros de Salud	Partido Político Gobernante (2018)
Piedras Negras	Terreno llano	Río Bravo. Río San Rodrigo Río San Antonio	Agricultura: Trigo, maíz, forrajes, nuez Ganado: Bovino, caprino, porcino, ovino	14	MORENA
Nava	Terreno llano, con pequeñas elevaciones	Manantial: De los Potrerros de Nava. Se divide en cuatro acequias	Agricultura: Trigo, maíz, y forrajes. Ganado: Bovino, equino, caprino, porcino	2	PRI
Guerrero	Suelo plano	Río Bravo	Agricultura: Trigo y Forrajes Ganado: Bovino, caprino, porcino	1	PAN
Hidalgo	Terreno llano	Río Bravo	Agricultura: Trigo y Forrajes Ganado: Bovino, caprino, porcino	1	PRI

Fuente: elaboración Propia con datos de INAFED y Gobierno del Estado de Coahuila.

Marco regulatorio

Los derechos de los minerales que están en el subsuelo son propiedad del Estado mexicano. La Secretaría de Energía, bajo la asesoría técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, puede licitar y de asignar bloques con potencial de explotación.⁵ Las retribuciones de las empresas al Estado las determina la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La formalización de los permisos se realiza a través de la firma de un contrato, ya sea de Licencia, de Producción Compartida, de Participación en Ganancias o de un Contrato de Servicios.

Tabla 2: Superficie Urbana y Ejidal en el área de estudio del Estado de Coahuila

Municipio	Superficie (km ²)	Observaciones
Piedras Negras	914	De norte a noreste fluye el Río Bravo. Al noreste hace su entrada el río San Rodrigo. Existe variedad y concentración de la vegetación, principalmente en los tipos desérticos. Cuenta con animales silvestres como el coyote, liebre, conejo, venado, gato montés, entre otros, pero la zona urbana muestra un crecimiento dinámico
Nava	804	Cuenta con un manantial llamado de los Potrereros de Nava. La vegetación es diversa con bosques, arbustos, cactáceas y zacate y gramilla. Fauna variada. Existen grandes yacimientos de carbón térmico
Guerrero	3,120	El río Bravo lo atraviesa de norte a este. Cuenta con flora formada por mezquite, huizache y encino, así como fauna con venado, jabalí, liebres y aves silvestres, entre otros. También cuenta con mineral y arena silícica
Hidalgo	1,620	De noreste al sureste es cruzado por el río Bravo. La vegetación es baja y escasa, predominan las plantas xerófilas. Predominan los roedores y reptiles, característicos de las regiones semidesérticas. Existen yacimientos de arena sílice. La mayor parte del territorio municipal es utilizado para el desarrollo pecuario. Predomina el régimen de tipo ejidal

Fuente: (Gobierno del Estado de Coahuila (a), 2018).

Las empresas petroleras que exploren o desarrollen campos no convencionales, deberán elaborar una evaluación de riesgos y comunicarla a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) para su aprobación y seguimiento. Están obligadas a incluir estudios de suelos, emisiones de gas metano, generación de residuos, combustible y sobre otros como el ruido, olor, polvo y vibración en

⁵ Es necesario tramitar permisos, autorizaciones y reportar sobre requerimientos de información en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión Reguladora de Energía, en la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, así como en otras instituciones públicas como la Comisión Nacional del Agua y la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, y con las autoridades estatales y municipales.

el yacimiento,⁶ así como un informe geológico y otro sobre la infraestructura existente en el sitio.

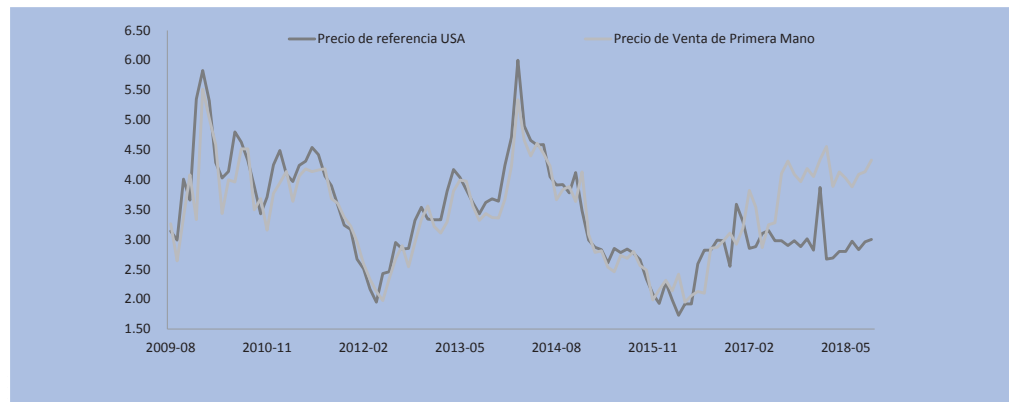
En materia de fracturamiento hidráulico los operadores deben avisar a la ASEA con 48 horas antes de cada operación, así como contar con un catálogo completo de la composición de fluidos y aditivos y su porcentaje que se añadirá al agua. La explotación de los campos de gas shale debe ser autorizada por la Comisión Nacional del Agua.

Precios de los hidrocarburos

El nivel de precios de los hidrocarburos es relevante en la decisión de inversión. Estos se han recuperado desde 2016 en el caso del West Texas Intermediate e impulsado el margen de rentabilidad de las operaciones en EFT.

México toma como referencia para sus operaciones en el mercado del gas natural de Estados Unidos. El dinamismo de la explotación de campos de lutitas ha originado precios bajos en comparación con otros mercados de otras regiones en el mundo (Figura 2). Explotar el gas natural es más complejo en campos no convencionales que en los convencionales, por lo que su nivel de precios es una variable a vigilar para preservar la rentabilidad de las operaciones.

Figura 2: Precios de Referencia para el Gas Natural en México (dls/Btu)



Fuente: SIE-SENER y CRE.

6 Otras disposiciones legales se contemplan en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos Ley de Aguas Nacionales, el Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales, los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y el desarrollo para la extracción de hidrocarburos y apegarse a un conjunto de Normas Oficiales.

Retos de operativos

Los pozos de shale gas pierden presión más rápido, por lo que es necesario perforar un mayor número para mantener los niveles de producción y recuperar los costos de inversión (Lozano Maya, 2013). Además, los costos de producción cambian por zona, debido a la complejidad geológica, al alcance del objetivo, y pueden ser variables en virtud de los requerimientos operativos o la ubicación del área geográfica por explotar.

Hacia 2015, se perforaba y terminaba un pozo multifracturado en dos días con un costo aproximado de 6.5 millones de dólares y producciones iniciales por arriba de 2,500 barriles diarios, manteniendo una producción promedio cercana a los 1,500 barriles diarios. La tecnología ha permitido perforar cinco veces más rápido, a un tercio del costo con seis veces la producción promedio (*Revista Expansión*, 2017). La potencial explotación de pozos en EFM podría capitalizar estos avances, dada su similitud con EFT.

En Estados Unidos, el dueño del terreno recibe un pago único por los derechos de la tierra, posteriormente recibe regalías que van de 12.5 a 25% del valor del mercado de la producción (Fakir, 2015). En México las actividades de exploración y extracción se consideran de interés social y orden público, es decir tienen preferencia sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie o del subsuelo, pero no existe un cálculo determinado sobre el beneficio para los poseedores de los terrenos con reservas de hidrocarburos.

Para operar un pozo de shale gas se requiere de entre 1.5 a 2.5 hectáreas, y ante una intensificación de las actividades, se generaría el encarecimiento de los terrenos. También pueden incidir en el precio de la renta sus ventajas en términos de ubicación (respecto a las zonas urbanas, distancia a caminos y servicios en general), potencial productividad agrícola u agropecuaria, consideraciones ambientales y al arraigo de los valores familiares, así como sus cualidades de disponibilidad de infraestructura para el transporte de los productos obtenidos y materiales y equipo utilizados.

Los costos de producción de los pozos productores en Coahuila fueron semejantes a sus similares en EAT durante 2014, por lo que su rentabilidad estimada se ubicó sobre niveles de precio del petróleo de alrededor de 40 dólares por barril (Freedom Oil & Gas, 2018), a lo que sería necesario añadir las inversiones necesarias para el desarrollo de las operaciones de *Midstream*, que jugaría como un factor adverso de competitividad en el lado mexicano. Un análisis integral de amplio espectro debería considerar los costos de externalidades, como los derivados de las potenciales distorsiones en los mercados de bienes y servicios regionales o sobre el costo de otros eventos como los cambios en el medio ambiente, por ejemplo, en el paisaje. El reto es lograr costos de producción

competitivos respecto a la alternativa de la adquisición de los hidrocarburos en el mercado estadounidense.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y su Reglamento establecen los elementos tributarios aplicados a las actividades de exploración y producción, así como a las ganancias derivadas de los hidrocarburos extraídos del subsuelo. La SHCP ha anunciado que, en la explotación de los campos no convencionales, y a diferencia de otros contratos de licencia, la participación del Estado se calculará como porcentaje de la utilidad operativa y no sobre el valor contractual de los hidrocarburos, como aplica para los Contratos de Producción Compartida. Además, el mecanismo de ajuste se calcula de forma anual en lugar de mensual, para disminuir el impacto de las variaciones en los precios de hidrocarburos o costos del proyecto que se presenten a lo largo del año (ONEXPO, 2018). Las compañías petroleras que operen en EFM podrían pagar menos impuestos y derechos que los correspondientes en EFT, porque en este último se aplican además de los federales, los estatales y por condados en Texas (Weijermars R., 2017).

Disponibilidad de infraestructura para transporte

El desarrollo de las actividades petroleras en la parte de EFM implicaría la utilización y construcción de infraestructura directa y complementaria, lo que podría inducir un efecto multiplicador a la economía de la zona de estudio, pero también potenciales distorsiones en precios de algunos bienes y servicios como aconteció en EFT.

La canalización de los hidrocarburos desde los pozos a los centros de consumo, demanda de caminos o vías de acceso e infraestructura para su transporte y de insumos para su operación. Por ejemplo, se requieren cerca de 1,200 viajes de camiones de carga pesada para abastecer un solo pozo de *shale gas*. En general, el terreno en el área de estudio es planicie, lo que facilitaría la construcción y ampliación de la red de carreteras y caminos y su conexión a los caminos no pavimentados y a las redes troncales existentes: Nueva Rosita-Allende-Piedras Negras y Piedras Negras-Acuña, así como la de Piedras Negras-Guerrero-Nuevo Laredo. Existen proyectos carreteros que aún no se concluyen por falta de financiamiento público, así como déficit en el mantenimiento a la infraestructura existente. Como apoyo al desarrollo de las actividades de transporte de hidrocarburos se cuenta con la línea férrea que conecta al centro del país con Estados Unidos, pasa por Piedras Negras, Coahuila.

Existe una conexión a la red de gasoductos con Estados Unidos y está en proceso de construcción un gasoducto cercano en Colombia, México que se conectará con Monterrey, Nuevo León (Secretaría de Energía, 2018). No

obstante, sería necesario ampliar el tendido de ductos, de estaciones de recolección y medición para recibir el producto y la construcción de plantas criogénicas.

Disponibilidad de agua

El agua requerida para la fracturación hidráulica es vasta (de entre 3,000-19,000 m³ por pozo), constituyéndose en 86% del volumen total directamente requerido en la extracción y 56% en todo el ciclo de vida de la explotación del pozo. El acuífero más cercano a la zona de interés es el de Allende-Piedras Negras, que tiene una recarga de 450 millones de metros cúbicos y un gasto de 430 millones de metros cúbicos.⁷ Considerando las necesidades de la zona para uso agrícola, doméstico e industrial, el volumen del acuífero es insuficiente. Una alternativa para acceder al agua es la perforación de pozos en la región, sin embargo, existen lagunas en el tratamiento legal de los sistemas acuíferos transfronterizos que pueden originar inconvenientes (Hatch, 2018). En las áreas cercanas a su cauce, se tiene la disponibilidad del agua del río Bravo, pero existen restricciones para su acceso en virtud de los tratados firmados con Estados Unidos.⁸ Otras alternativas para acceder al agua para la operación de los campos no convencionales, podrían ser a través de su tratamiento en plantas de reciclado o re-uso o transportar desde otras regiones a las zonas de operación o de las zonas urbanas de la región. Además, se requerirá construir letrinas o pozos para almacenar los desperdicios, por ejemplo, de los fracturantes, así como estudios para evitar la contaminación de los mantos freáticos.

Efectos sobre la calidad del aire

Se ha identificado la emisión de gases de efecto invernadero derivado de las operaciones de *gas shale*, que incluso podrían ser mayores a las emisiones producidas por la combustión del carbón, si se contempla al conjunto de actividades a lo largo de su ciclo de vida (Howarth R. W., 2011). Existen grupos ambientalistas nacionales y regionales que se oponen al empleo de las técnicas de fracturamiento hidráulico por los potenciales efectos adversos ocasionados por las sustancias químicas tóxicas y cancerígenas en la salud humana. Destacan en la región en estudio, la Alianza Mexicana Contra El *Fracking*, Greenpeace México, del grupo “No al *Fracking*” y la Asociación Civil Amigos del Río

⁷ Se localiza en la porción noreste de Coahuila, abarca una superficie de 12,961 km² con altitud promedio de 800 metros sobre el nivel del mar (msnm) al oeste, que corresponde a la Sierra del Burro. En la planicie, su altitud baja desde 2,000 msnm cerca del Río Bravo, hasta 390 msnm en el municipio de Allende.

⁸ México tiene que asignar como mínimo a Estados Unidos 431.7 hm³/año de los afluentes del Río Bravo, quedándole 11,920 hm³/año.

San Rodrigo. Estos grupos mantienen la posición del gobierno federal actual, quien se ha pronunciado en contra del uso del *fracking* (*Digital News*, 2018).

Factores sociopolíticos

El marco regulatorio pone énfasis en analizar el impacto social antes de otorgar una asignación o publicar convocatorias para licitar contratos de hidrocarburos, situación que da una posible certeza a las petroleras para operar en el área de estudio.

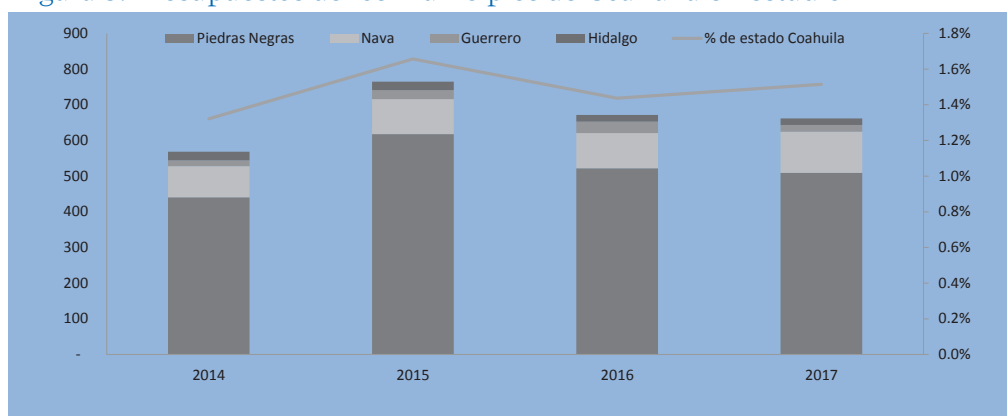
Aunque no existen condiciones de pobreza extrema en los municipios en estudio, su calidad de frontera ha estado sujeta a problemas de delincuencia e inseguridad. La Encuesta Nacional de Seguridad Pública Urbana ha reportado mejoría en la percepción de seguridad en Piedras Negras desde 2018, y en general se registra un ambiente de mayor tranquilidad, como resultado de las acciones implementadas por los gobiernos, que contrasta con los retos que enfrentan en la materia los Estados vecinos.

Los municipios de Piedras Negras y Nava son los más poblados, lo que contrasta con lo que se registra en Hidalgo y Guerrero que cuentan con pocos habitantes. Un impulso a las actividades económicas implicaría elevar la migración hacia la región. Los servicios de salud se concentran en las principales ciudades de la zona, resaltando la existencia de una docena de hospitales públicos y privados en Piedras Negras y otro en Nava, que resultan insuficientes en caso del desarrollo de las actividades petroleras.

Los gobiernos de los municipios en estudio reciben en promedio 1.5% del presupuesto anual estatal, el cual mayormente se canaliza hacia el pago de servicios personales, por lo que disponen de recursos financieros limitados para la realización de inversiones en infraestructura (Figura 3). Se requiere de recursos humanos técnicos especializados en competencias que permitan extraer los hidrocarburos, los cuales no se disponen totalmente en el Estado (Clúster Minero Petrolero de Coahuila, A.C, 2015).⁹ De las carreras universitarias, sólo una tiene aplicación directa en la industria petrolera y se ubica adscrita a la Universidad Autónoma de Coahuila en Nueva Rosita.

⁹ En 2014, se instauró el clúster Minero-Petrolero, que posteriormente evolucionaría al Clúster de Energía Coahuila, el cual se ha concentrado en formar recursos humanos, gestionar actividades para alentar la inversión, ofrecer servicios de consultoría, promocionar el sector y al impulso de los proyectos de gas no convencional.

Figura 3. Presupuestos de los municipios de Coahuila en estudio



Fuentes: elaboración propia con información municipal

El área de estudio ha sido gobernada con relativa estabilidad política por los partidos políticos Revolucionario Institucional y Acción Nacional y conviven con la baja penetración de otros partidos políticos, pero desde mediados de 2018 se registró el impulso del partido Movimiento de Regeneración Nacional (MORENA) en Piedras Negras, sin la existencia de confrontaciones sociales. En general, la población no percibe como una amenaza el uso del fracking, lo que permite inferir limitada participación social en movimientos de descontento. Una encuesta aplicada en los Municipios de Guerrero e Hidalgo concluyó que la población percibe efectos positivos del desarrollo de las operaciones de explotación de hidrocarburos (Morales, 2018).

Perspectivas de la producción de hidrocarburos en la zona de estudio

El consumo de gas natural en México seguirá la tendencia proyectada en el mundo, que será de mayor penetración en el mix energético al intensificarse su consumo como insumo para la generación limpia de electricidad, principalmente. Pemex ha realizado operaciones en esa zona (Tabla 3) con relativo éxito, particularmente en el municipio de Hidalgo, con la perforación de los pozos Emergente-1, Habano-1 y Chucla-1.¹⁰ En 2018, la petrolera estatal firmó con la empresa americana Lewis Energy, experimentada en la explotación de pozos en el sur de Texas, el primer Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción para el desarrollo del campo Olmos, en el estado de Coahuila. El contrato prevé inversiones por 617 millones de dólares y se estima la posibilidad de alcanzar una producción de gas natural en 2021 cercana a los 117 mmpcd (Pemex, 2018).

¹⁰ Con la perforación del pozo Chucla-1, en el Activo Burgos, Pemex comprobó la existencia de hidrocarburos en la extensión mexicana de la formación geológica de Eagle Ford, con una producción inicial de 24 bpd de crudo y condensados, además de 1.9 mmpcd de gas proveniente de lutitas.

La CNH ha cancelado la licitación de campos no convencionales y no se contemplan próximas licitaciones en las áreas de estudio, porque el gobierno federal actual ha manifestado no utilizar la técnica del *fracking* en el país.

Aunque el Instituto Mexicano del Petróleo obtuvo recursos a través de los fondos Sener-Conacyt-Hidrocarburos para recolectar y analizar la información sobre campos no convencionales en el norte del país, no se dispone de importantes desarrollos tecnológicos en materia de perforación horizontal, multilateral y de *fracking*. Así, el desarrollo de las operaciones demandará la adquisición de tecnología del exterior, siendo una posibilidad adoptar experiencias de los pozos explotados en la frontera texana, mediante la contratación de empresas de servicios o bien cediéndoles los campos las que operan en la región. En ambos casos Pemex puede ser un jugador relevante.

Tabla 3. Pozos perforados en Eagle Ford, Coahuila

Pozo	Terminación	Intervalo productor (metros)	Municipio.	Costo (USD)	Resultado
Emergente-1	17/02/2011	3,618-3,670	Hidalgo	n. d.	Productor comercial de gas seco
Montañés-1	30/04/2012	3,155-3,080	Guerrero	5,046,886	Productor no comercial de gas seco
Nómada-1	90/06/2012	2,878-2,737	Nava	5,314,582	Improductivo seco
Habano-1	15/04/2012	3,703-3,643	Hidalgo	2,154,617	Productor comercial de gas seco
Chucla 1	30/03/2013	3,560-3,645	Hidalgo	n. d.	Productor comercial de gas y condensado
Gamma 1	22/12/2013	3,690-3,740	Guerrero	n. d.	Productor no comercial de gas y condensado

n. d. No disponible.

Fuente: (CNH, 2016) e (INAI, 2012).

Reflexiones finales

La explotación de los campos de gas de lutitas ha sido un importante impulso al crecimiento de la producción de hidrocarburos en Estados Unidos, siendo el Play de Eagle Ford en Texas uno de los mejores ejemplos, en donde se ha acumulado experiencia e implementado desarrollos tecnológicos a pesar del entorno de cuestionamientos sobre sus impactos sociales y ambientales.

Explotar los campos no convencionales en los municipios de Piedras Negras, Nava, Guerrero e Hidalgo, Coahuila puede ser una alternativa para aprovechar el potencial de reservas de hidrocarburos de la prolongación de Eagle

Ford, y con ello impulsar el potencial económico de la región, aprovechando los avances y experiencia acumulada en la parte estadounidense. No obstante, existen un conjunto de retos que operan en sentido contrario a su impulso, tales como: La volatilidad en la rentabilidad de las operaciones; los desafíos sobre la disponibilidad de agua en la zona; la incipiente infraestructura para el desarrollo de las operaciones de explotación y de transporte, almacenamiento y distribución; la limitada disponibilidad recursos humanos técnicos con experiencia en la explotación de campos no convencionales; la oposición de grupos sociales que presionan para evitar impactos ambientales y de salud pública y la oposición a la técnica de fracking del gobierno actual, entre otros.

En suma, el impulsar las actividades de explotación de los campos de lutas en la región de estudio es un tema complejo, pero resulta una alternativa para llevar a cabo una “prueba piloto”, que permita una valoración empírica de la viabilidad de las operaciones de explotación de los campos de shale gas en México. Todo ello a condición de una evaluación integral del ciclo de producto y la aplicación estricta del marco legal, que evite afectaciones al medio ambiente y los problemas para la sociedad.

Bibliografía

- AEI (2018). Energy Information Agency. disponible en <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/> consultado en agosto 25 de 2018
- Berman, A. (2018). OilVoice. disponible en <https://oilvoice.com/Opinion/14517/Tight-Oil-Money-Return-on-Investment-Eagle-Ford-Shale-Case-History>, consultado en enero 25 de 2019
- Center for Community and Business Research. (2017). “Business Opportunities and the New NormalSCOPE”. San Antonio Texas : University of Texas at San Antonio’s, Institute for Economic Development.
- Clúster Minero Petrolero de Coahuila, A.C. (2015). “Programa Estratégico de Formación de Recursos Humanos en Materia de Hidrocarburos para el Estado de Coahuila de Zaragoza 2015-2018”. Saltillo Coahuila, México: Clúster Minero-Petrolero de Coahuila, A. C.
- CNH. (2017). “Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019: Evaluación 2017”. Ciudad de México: SENER.
- (2018). Comunicado de prensa 7 disponible en <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-007-emitido-por-sener-shcp-conagua-asea-y-gobierno-del-estado-de-tamaulipas?idiom=es> consultado en abril 20 de 2019
- Colborn, T. e. (2011). “Natural gas operations from a public health perspective”. *Human and Ecological Risk Assessment An International Journal*, 17(5), 1039-1056.

- Cooper J., L. S. (2016). "Shale Gas: A review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability". *Energy Technology*, 4, 772-792.
- De la Vega, N. A. (2015). "El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos". *ECONOMÍAunam*, 12(34), 79-105.
- Digital News. (2018). *Digital News*. disponible en <https://digitalnews.com.mx/2018/10/19/el-fracking-no-va-reitera-amlo-durante-su-visita-a-coahuila/> consultado en marzo 20 de 2019
- EFS-News (2018). Eagle Ford Shale, News. Retrieved from Eagle Ford Shale, News, Marketplace, Jobs, disponible en <https://eaglefordshale.com/> consultado en enero 23 de 2019
- EIA (2016). "Trends in U.S. Oil and Natural Gas: Upstream Costs". Washington, USA: U.S. Department of Energy.
- (2018a). "Eagle Ford production increasingly targets oil-rich area." disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=14951> consultado en octubre 5 de 2018
- (2018 b). "Annual Energy Outlook 2018". Washington, DC USA: U.S. Energy Information Administration
- (2018c). "U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2016." USA: U.S. Department of Energy.
- Emmanul d'Huteau, G. M. (2012, Marzo). "Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción". *Oilfield Review*, 4-18.
- Estrada, J. H. (2013). "Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica". Ciudad de México: CEPAL.
- Fakir, S. (2015). "Frackonomics: What do we understand about the economics of shale gas thus far?" disponible en http://frackfreesa.org.za/wp-content/uploads/2016/03/Frackonomics.-What-do-we-know-about-the-economics-of-shale-gas-thus-far_KZN-seminar_March2016.pdf consultado en septiembre 25 de 2018
- FORDECYT (2014). Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación . México: Conacyt.
- Fredon Oil & Gas. (2018). "Building Value in the Eagle Ford Shale" disponible en <http://www.freedomog.com/wp-content/uploads/2018/02/FDM-Feb-2018-Fact-Sheet-v1-clean.pdf> consultado en noviembre 15 de 2018
- Gobierno del Estado de Coahuila. (2018). Información de Coahuila. disponible en <http://coahuila.gob.mx/micrositios/index/datos-coahuila> consultado en noviembre 3 de 2018.
- Haluszczak, L. O. (2013). "Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania", USA. *Applied Geochemistry*, 28, pp. 55-61.

- Hatch, G. (2018). "Fracking en el Acuífero Transfronterizo Edwards-Trinity-El Burro: implicaciones y daños ambientales transfronterizos". *Investigaciones Geográficas* (96), 1-20.
- Howard T, F. T.-S. (2015). "Sensor transition failure in the high flow sampler: implications for methane emission inventories of natural gas infrastructure". *J Air Waste Manag Assoc.*, 856–862.
- (2011). "Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations". Ithaca, usa: School of Civil and Environmental Engineering, Cornell University.
- (2015). "Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy". *Energy and Emission Control Technologies*: 3, 45–54.
- Hunn, D. (2017). "Scientists find Texas shale drilling pollutes air, causes earthquakes". *Houston Chronicle*. disponible en <https://www.houstonchronicle.com/business/eagle-ford-energy/article/Scientists-find-Texas-shale-drilling-pollutes-11231355.php> consultado en abril 20 de 2019.
- Ikonnikova SA, M. F. (2017). "Projecting the Water Footprint Associated with Shale Resource Production: Eagle Ford Shale Case Study." *Environ Sci Technol*, 51(24), 14453-14461.
- INAI. (2012). Instituto Nacional de Acceso a la Información. disponible en <http://inicio.ifai.org.mx/SitePages/ifai.aspx> consultado en junio 20 de 2018
- INEGI. (2016). Instituto Nacional de Estadística y Geografía. disponible en http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/Productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva_estruc/inter_censal/estados2015/702825079703.pdf consultado en octubre 5 de 2018
- (2018). Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas-INEGI. disponible en <http://www.beta.inegi.org.mx/app/mapa/denue/> consultado en marzo 12 de 2019
- J. Bradbury, Z. C. (2015). "Greenhouse Gas Emissions and Fuel Use within the Natural Gas Supply Chain – Sankey Diagram Methodology". U.S. Department of Energy, 1:22.
- Manzanares, J. (2014, julio-diciembre). "Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México. Retos de regulación ambiental". *Estudios Sociales*, XXII(44), 172-197.
- Mason, R. (2017). "After 2.5 Billion Barrels, Eagle Ford Has More Oil Coming". Oil and Gas Investor disponible en <https://www.hartenergy.com/exclusives/after-25-billion-barrels-eagle-ford-has-more-oil-coming-30585>, consultado en mayo 2 de 2019.
- Micheli, J. R. (2018). "Hacia una geografía de la energía en México: el consumo de gas natural y otros combustibles para fines industriales". *Economía Informa*, 409 (marzo-abril).

- Morales, E. A. (2018). "Percepciones locales sobre las actividades de explotación." *Revista de la Frontera Norte*, 30 (60), pp. 111-130.
- NIOSH, T. N. (2018, 05 12). Center for Disease Control and Prevention. disponible en <https://www2a.cdc.gov> consultado en mayo 24 de 2019
- ONEXPO. (2018). "Un régimen fiscal diferente para la Ronda 3.3." disponible en <https://www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/UN-REGIMEN-FISCAL-DIFERENTE-PARA-LA-RONDA-33/> consultado en marzo 14 de 2019
- Overbay, M. (2015). *Unconventional oil and gas environmental overview of water issues*. USA: EPA.
- Pemex (2018). Boletines de Prensa. disponible en http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-026-nacional.aspx consultado en noviembre 15 de 2018
- Revista Expansión* (2017). "OPINIÓN: No es 'shale', es innovación". disponible en <https://expansion.mx/opinion/2017/06/20/opinion-no-es-shale-es-innovacion> consultado en octubre 13 de 2018
- Rystad Energy (2017). "Empirical evidence for collapsing production rates in Eagle Ford". disponible en <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/UsArchive/shale-newsletter-december-2017/> consultado en octubre 15 de 2018
- Schneising O, B. J. (2014). "Remote sensing of fugitive emissions from oil and gas production in North American tight geological formations", *Earths Future*; 2, 548-558.
- Secretaría de Economía (2018). *Información Económica y Estatal: Coahuila*. México.
- Secretaría de Energia (2017). *Prospectiva de Gas Natural, 2017-2031*. Cd Mexico: SENER.
- (2018). *Estatus de gasoductos*. México: Subsecretaría de Hidrocarburos.
- SEDESOL-INAPAM (2015). *Perfil Demográfico, Epidemiológico y Social de la Población Adulta Mayor en el País, una Propuesta de Política Pública*. disponible en <http://www.inapam.gob.mx/work/models/INAPAM/Resource/918/1/images/ADULTOS%20MAYORES%20POR%20ESTADO%20CD1.pdf> consultado en agosto 2 de 2018
- TAMEST (2017). "The Academy of Medicine, Engineering & Science of Texas". disponible en <http://www.tamest.org> consultado en julio 20 de 2018
- Tenenbaum, D. (2014). "Biological impacts of fracking still largely unknown". *News*. (U. o. Madison, Editor) disponible en <http://news.wisc.edu/drilling-in-the-dark-biological-impacts-of-fracking-still-largely-unknown> consultado en marzo 2 de 2019
- The Texas Tribune* (2019). "Texas' savings account is poised to hit \$15 billion. How much will lawmakers spend?" disponible en <https://apps.texastribune.org/features/2019/rainy-day-fund/> consultado en febrero 25 de 2019.

- Tunstall, T. (2015). "Eagle Ford and the State of Texas". In William E. Hefley, Economics of Unconventional Shale Gas Development: Case Studies and Impacts, Pittsburgh, PA, USA: Springer International Publishing, pp. 121-148.
- U.S. Geological Survey. (2018). "USGS Estimates 8.5 Billion Barrels of Oil in Texas' Eagle Ford Group". disponible en <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-oil-and-gas-texas-eagle-ford-group> consultado en enero 25 de 2019
- Vera, V. R. (2017). "Eagle Ford Shale Play: Geografía Industrial Minero-Petrolera en el Sur de Texas, 2008-2015". *Trayectorias*, vol. 19, núm. 45, julio-diciembre, 3-36.
- Weijermars R., S. N. (2017). "Eagle Ford Shale play economics: U.S. versus Mexico". *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, 347-372.
- Wilder, F. (2013). UPDATED: Air Pollution from Fracking in Eagle Ford Shale Threatens Health, Report Claims, *The Texas Observer* disponible en <https://www.texasobserver.org/report-air-pollution-fracking-eagle-ford-shale-threatens-health/>, consultado en mayo 14 de 2019.