

TERCERA SECCIÓN
INDUSTRIAS PETROLERA, PETROQUÍMICA
Y DEL GAS NATURAL

MÉXICO: NUEVO PAÍS IMPORTADOR NETO DE HIDROCARBUROS

FABIO BARBOSA*

En cada año del gobierno del presidente Peña Nieto la extracción petrolera ha caído 100 mil barriles diarios, en promedio anual. Es decir, si en 2012 se situaba en 2 millones 500 mil barriles, para mayo de 2017 se encontraba en sólo dos millones; y si se mantiene la misma tasa de declinación, cuando abandone la presidencia en 2018, la extracción se ubicará alrededor de un millón 800 mil.

La nueva situación ha afectado al aparato de refinación: diversos factores como la insuficiencia de crudos ligeros, la decisión del gobierno de privilegiar las exportaciones de aceite crudo, así como extraños accidentes han causado que de las seis refinerías que teníamos al iniciar el sexenio, hoy sólo quedan cinco operando a menos del 50% de la capacidad para la que fueron construidas. Mientras tanto, las importaciones de gasolinas se han disparado a más del 50% del consumo.

Las importaciones de gas natural representan más del 80% del consumo interno. Y en la petroquímica, desde el gobierno del presidente Zedillo, se inició un proceso de empequeñecimiento: a la fecha, complejos enteros, como Pajaritos en Coatzacoalcos, Escolín en Veracruz o Camargo en Chihuahua, están totalmente cerrados y en los que sobreviven, la mayoría de las plantas ya no funcionan.

Pero el sexenio está terminando y aunque PEMEX ha recibido golpes mortales, ha logrado sobrevivir y continua, en realidad, como único productor. Hay otras tres o cuatro empresitas privadas que recibieron campos produciendo y, a la fecha, o los cerraron o producen volúmenes ridículos (algo así como el equivalente a 20 minutos de la extracción de PEMEX). Considerando esta situación, en este capítulo intentamos formular un examen sobre

* Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México.

la caída de la producción, apuntando algunas medidas de corto plazo que pudieran permitir atenuar problemas en el suministro de combustibles para el transporte, y en una segunda parte más extensa, examinamos los dos grandes sectores en los que el gobierno actual pretende obtener petróleo nuevo, es decir, la oferta en el futuro: las aguas profundas del Golfo de México y las lutitas, shale oil/gas (en inglés).

EL DERRUMBE DE LA PRODUCCIÓN

El consumo de hidrocarburos en nuestro país viene oscilando desde hace diez años en alrededor de dos millones de barriles diarios (British Petroleum, 2017), el impulso principal obedece a una explosión, en algunos aspectos *inducida*, del parque vehicular que se duplicó en los últimos años, pasando de 16.5 millones en 2004 a 33.6 millones en 2017, sólo en la Ciudad de México se incorporan a la circulación 250 mil nuevos automóviles cada año, es un crecimiento insostenible.

Hace una década, en 2007, la diferencia entre la producción y el consumo todavía era alrededor de un millón de barriles al día, era el excedente que permitía las exportaciones, pero conforme la producción se desplomó la brecha se redujo. En 2016 las dos curvas se cruzaron, en octubre de ese año la producción descendió por primera vez debajo de los dos millones de barriles diarios, luego tuvo aumentos marginales y finalmente en 2017 inició la caída que parece irreversible.

Hemos perdido la autosuficiencia. Nuestra producción aceitera es inferior a nuestro consumo interno. Por segundo año consecutivo se publican las cifras por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, un organismo del Congreso, y acaso con desgano se difunde en la prensa popular, pasa desapercibido porque continúa imponiéndose la propaganda que asegura que es una etapa transitoria, con la reforma energética pronto repuntará la producción.

LA POLÍTICA DEL PRESIDENTE PEÑA ACELERÓ ESTE DESENLACE

Desde luego que esta nueva situación venía desarrollándose desde hace años, pero la política del presidente Peña Nieto, no solamente ha dejado a la rama petrolera inerte, esperando pasivamente que los precios se recuperen, sino que ha tomado medidas que agravan la crisis y sus impactos.

La explicación oficial sobre la declinación asegura que se trata de un proceso de “envejecimiento natural de los yacimientos”, lo que en parte es

falso porque es también resultado de una explotación precipitada y pudo orientarse la inversión hacia medidas de alivio.

Algunos ejemplos: en junio de 2014 se realizó un eufemísticamente llamado “ajuste estadístico”, y se retiraron de la cuenta de los volúmenes extraídos un total de 157 mil barriles diarios de la producción que no llegaron ni al Sistema Nacional de Refinación ni fueron contabilizados entre las exportaciones, esos 157 mil barriles no eran aceite, sino agua mezclada con el crudo. La contabilidad de agua como crudo se produjo debido a que los sistemas de medición en pozos más viejos son incapaces de diferenciar el petróleo con alto contenido de ese líquido.

Pero el descontrol fue una consecuencia de la falta de inversiones. Conforme avanza la explotación, el vacío que deja el yacimiento, por una ley de la física, es ocupado por agua, cuyo nivel aumenta en el interior de los pozos. Con inversiones oportunas pudo aminorarse el problema, construyendo plantas llamadas deshidratadoras que reciben y separan los fluidos, pero los ingresos petroleros que debían parcialmente dedicarse a esas necesarias inversiones, se desviaron para gastos corrientes. Tarde, pero aún pueden buscarse paliativos.

EXTRAÑOS ACCIDENTES

Una serie de accidentes se han atribuido a deficiencias en el mantenimiento, imposibilitados por razones de espacio, sólo nos detendremos en el caso de la plataforma Abkatún “A” Permanente, que era una instalación de recolección y proceso, estuvo ubicada a poco más de 100 kilómetros al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco, su explosión afectó a seis grandes campos de la región marina, uno de ellos gigante, Ixtal, el propio Abkatún, Manik y otros.

El accidente precipitó la caída de ligeros, además que entre la infraestructura destruida estuvo una planta deshidratadora. Hay que añadir que problemas de este tipo están creando capacidad ociosa, hoy tenemos instalaciones subutilizadas en alta mar, por ejemplo: el oleoducto que corre de la plataforma Litoral A hacia la terminal Dos Bocas estaba operando en julio de 2017 al 10% de su capacidad, según se informó en Houston como una “gran ventaja” de la asociación para explotar en el esquema farmout el campo Ayin (Offshore Engineer, 2017). Esta licitación no despertó interés y quedó desierta, entre otras razones porque Ayin es un campo de aceite pesado, tema que abordaremos más adelante.

Hemos escrito “el accidente” en Abkatún, pero realmente fueron dos explosiones consecutivas. La primera, en 2015, no pudo sacar de operaciones al complejo, sólo unos meses más tarde ocurrió una segunda, tratándose de un

tema tan delicado sólo citaré información publicada por el senador Jorge Luis Lavalle Maury, quien dirigió un punto de acuerdo, pidiendo que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del Medio Ambiente (ASEA) investigara la primera explosión en abril de 2015, con saldo de cuatro trabajadores muertos, uno de PEMEX y tres de contratistas privados. Asimismo “exhortó” a que se tomaran medidas preventivas, nueve meses más tarde, el 8 de febrero de 2016, ocurrió la segunda explosión, ahora con saldo de otros dos trabajadores fallecidos, que terminó por destruir totalmente la plataforma, nuevamente se publicaron declaraciones del senador campechano:

[...] es sumamente relevante que tanto PEMEX como la ASEA expliquen las causas de estos incidentes e identifiquen riesgos potenciales. Es necesario dedicar recursos financieros y humanos para salvaguardar tanto a los trabajadores, como la producción de crudo que es de suma relevancia para las finanzas nacionales (*Primera Plana*, 2016).

La comunidad petrolera esperaba que de inmediato se iniciara la construcción de una nueva plataforma para reanudar la producción “de suma relevancia”, pero con lentitud desesperante, sólo hasta agosto de 2016 se formalizó el contrato, pero la fabricación comenzaría en febrero de 2017 para concluir hasta diciembre de 2018 (López, 2016).

NUESTRA DOTACIÓN ACTUAL: AMARGOS Y PESADOS

Otro factor importante que explica la caída de la producción mexicana son las características de nuestra dotación geológica. Más de la mitad de nuestra producción es de crudos pesados, más de la mitad de nuestras reservas probadas también son de pesados y una parte de ultra pesados, de diez y hasta de ocho grados AP. La mayor parte de los descubrimientos de la última década también es de aceites de este tipo, los que por su viscosidad requieren tratamientos como: calentamiento, *in situ*, con inyección de vapor de agua, calentamiento de las tuberías, perforación de un mayor número de pozos, etc. Todo esto implica más elevado costo, peor aún no podemos procesar este tipo de aceites en nuestras refinerías, requerimos mezclas con aceites ligeros cuya producción, repetimos, es crecientemente deficitaria.

Un dato más para reforzar este rasgo de nuestra dotación geológica, como se sabe, la italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), ha descubierto extensiones del campo Amoca, pero resultaron aceites pesados de 18 grados API. La información sólo se publicó en los Estados Unidos (Beaubouef, 2017:

30), es decir se añade a los que tenemos detenidos por los cuellos de botella en nuestro sistema de refinación.

Entre los descubrimientos de los últimos diez años, quizá el más importante es el complejo Ayatsil-Tekel con reservas de pesados, desde el gobierno del presidente Calderón se precipitó su explotación, se construyeron plataformas para iniciar su desarrollo, pero sus costos de explotación con la crisis *devinieron* más altos que los precios. En 2016 el nuevo director de PEMEX trazó un límite: sólo se explotarían los aceites con costos debajo de 25 dólares por barril. Como consecuencia se aceleró el cierre de pozos, al finalizar 2012 en nuestro país se encontraban en operación 9 439 pozos; para mayo de 2017 se habían cerrado casi 1 500, es decir sólo quedaban 8 007 pozos (PEMEX, 2012; CNH, 2017). Desde nuestro punto de vista, deben buscarse otras alternativas como construir, para el caso de los pesados, por lo menos plantas para procesarlos o acudir a la importación de ligeros para mantener las actividades en el país no dejando el enorme mercado de los combustibles que artificialmente se ha creado para las refinerías texanas.

EXPECTATIVAS DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE LAS SIETE SUBASTAS

La caída de los precios en el mercado internacional frustró las expectativas de que las inversiones privadas contribuyeran a elevar la producción en el corto plazo. El gobierno ofreció campos con reservas probadas en el Litoral Tabasco, la más reciente y prolífica de las regiones petroleras del país, en la que Sierra Oil y sus socios descubrieron el Zama-1 y donde los italianos de ENI han descubierto extensiones de otros dos campos, a la fecha se trata sólo de tres yacimientos.

El primero de los mencionados, el Zama-1 de Sierra Oil and Gas, es un solo pozo pues fracasó el “Zama deeper”, que intentó encontrar hidrocarburos a mayores profundidades (Offshore Engineer, 2017:10). En el momento que entregamos este capítulo, el proyecto está detenido por problemas adicionales que no podemos detenernos a examinar, pero lo que deseamos destacar es que no habrá producción en el corto plazo (Williams, 2017).

En relación a los italianos de ENI, han anunciado que además de Amoca-2, de pesados, que ya referimos, el pasado 26 de septiembre concluyeron exitosamente otro pozo, el Miztón-2, e iniciaron el Teocalli, para distribuir los costos e iniciar un proyecto más amplio de desarrollo. ¿Por qué estarían interesados en acelerar producción? Acaso emprendiendo un programa de “producción temprana” podrían aportar aceite nuevo en 2019 (Offshore Staff, 2017).

AGUAS PROFUNDAS: PROYECTOS DE LARGO PLAZO

Que todos los proyectos en tirantes de aguas más allá de 500 metros son de larga maduración, entre ocho y diez años, está definido por la experiencia internacional. Los primeros pozos cerca de la frontera, los del proyecto Great White empezaron a descubrirse a fines de los noventa, pero sólo arrancaron hasta abril de 2010; más tarde, en 2005 se descubrió Jack, que inició operaciones hasta 2015. En las aguas territoriales de México, el campo más cerca del desarrollo podría ser “Trion”, que será explotado en asociación con una petrolera australiana, desde sus pruebas algunos pozos presentaron problemas de “arenamiento”, similares a los que tuvo su análogo, el Jack, en las aguas de Estados Unidos, por lo que inferimos que podría arrancar operaciones hasta la segunda mitad de la década 2020-2030. En el caso de Supremus-Maximino, Nobilis y Chachiquín, todavía es muy temprano para adelantar proyecciones de producción.

Hoy hasta los altos funcionarios advierten que tendremos producción mexicana en aguas profundas “lo más rápido”, hasta después de 2024, redundando citamos las declaraciones del comisionado Héctor Moreira:

Es muy importante para México desarrollar los proyectos en aguas profundas [textualmente dijo “incredibly important”] pero el desarrollo del área no comenzará hasta 2024 en el caso más rápido [“at the earliest”] (Beaubouef, 2017).

UNA NUEVA SITUACIÓN: LA CAMPAÑA DE EXPLORACIÓN MÁS GRANDE EN EL GOLFO DE MÉXICO

Desde la presidencia de Bush-II y luego, con vacilaciones con Obama, se había iniciado un avance de la exploración petrolera a nuevos espacios marinos en el Golfo de México y las costas del Atlántico estadounidense, con el arribo a la Casa Blanca del presidente Donald Trump se está cumpliendo esta ambición de las grandes transnacionales que dominan la industria petrolera mundial.

Desde los primeros 100 días de ese gobierno, levantó la moratoria de las que denominan regiones Central y Oriental, y el 19 de agosto de 2017 realizó la subasta petrolera número 249, primera concreción de la política anunciada durante la campaña electoral. La 249 comprendió bloques frente a Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama y Florida, es decir todos los estados ribereños del Golfo, el área licitado llegó al límite de las aguas territoria-

les de Cuba, ofrecieron la increíble suma de 280 mil kilómetros cuadrados, aproximadamente un cuarto de la superficie completa del Golfo de México (Zinke, 2017).

Al anunciar esta licitación, el secretario del Interior, Ryan Zinke, proclamó que “el petróleo del Golfo de México es parte vital de la estrategia de ese país para fomentar oportunidades económicas y que la ruta del dominio americano sobre la energía comienza en el golfo” (The path to American energy dominance starts in the Gulf: Zinke, 2017).

Un avance similar hacia las áreas más recónditas del Golfo de México y una revisión con nuevas herramientas en áreas insuficientemente conocidas, se está realizando en las aguas territoriales de México desde 2015. Con el mayor sigilo se ha desplegado la campaña exploratoria más grande en los últimos 50 años de la historia de la sísmica marina en México. La exploración ha estado a cargo de un reducido grupo de compañías muy especializadas, entre ellas Petroleum Geo-Services, PGS, asociada con la noruega Spectrum Geo y con Slumberger, quienes fueron autorizados para adquirir entre 80 mil-100 mil km de datos 2D “modernos” abarcando *las provincias hidrocarburíferas más importantes del Golfo profundo* (Robin Dupre, 2015).

ION Geophysical Corp realizó un programa específico para el área Lankahuasa profundo (frente a las costas del norte de Veracruz), ha revelado que ofrece “imágenes de alta calidad” que permiten múltiples oportunidades en esa cuenca (Offshore Staf, 2017b). Algunos funcionarios como Gregg Parker, presidente Regional de PGS, sólo han informado sobre el número de los que llaman “proyectos comerciales de adquisición de datos sísmicos” (PGS, 2015). Otros por ejemplo, Richie Miller, presidente de “Spectrum Geo”, han revelado el nombre de algunos de sus barcos especializados como el “Atlantic Explorer” y el “Sanco Spirit”, que participaron en la toma de registros en el subsuelo de México. Hemos publicado un mapa a colores en el que pueden verse las líneas sísmicas cubriendo el Escarpe de Campeche y extendiéndose hasta la Dona Oriental, la que también fue sondeada en su totalidad (Barbosa, 2017). La afirmación anterior implica que los mapas publicados originalmente por las compañías privadas, muestran que las petroleras ya están incorporando en sus planes los espacios más recónditos y las profundidades mayores a 3 500 metros que se creían inaccesibles.

La información obtenida ya estuvo a disposición de los participantes en la primera licitación de bloques profundos de México, realizada en diciembre de 2016, y será ampliamente estudiada por los interesados en la Ronda 2.4, que se realizará en enero de 2018, lo que parece anunciar una intensificación de las actividades en las aguas profundas de México. El gobierno ya está anticipando el descubrimiento de un “megayacimiento”, Ernesto Marcos

Giacomán, quien fue director de Finanzas de PEMEX y ahora funge como director de la consultora Marcos y Asociados reveló que:

[...] un cliente de su despacho, una empresa noruega que vino a hacer *exploración* en la Plataforma de Yucatán, *descubrió* una estructura presal muy similar, o incluso mayor, que la de Brasil, si esto se confirma por las empresas petroleras que están queriendo participar [en la subasta 2.4], sería abrir una nueva frontera (Meana, 2017).

Aludía al llamado “bloque 30” de dicha subasta, en cuyo evento de presentación, el subsecretario de Energía, Aldo Flores, hizo la sorprendente afirmación de que, con “este tipo de proyectos (*sic*), se podrá incorporar a la producción *no menos de un millón de barriles* de crudo proveniente de las Aguas Profundas”, es decir *duplicó* las últimas estimaciones presentadas pocos días antes por funcionarios mexicanos en Houston. La “empresa noruega” a la que alude Ernesto Marcos Giacomán es la mencionada Spectrum Geo, y por supuesto es prematuro calificar de “similar” o “mayor” a las brasileñas el “descubrimiento de una estructura presal” a más de 200 kilómetros de distancia de las costas del estado de Yucatán. Pero no nos detendremos en este tema, es más interesante conocer quién financió esta campaña de exploración y cómo fue que “un cliente” de un ex funcionario mexicano logró ponerse al frente de los nuevos sondeos del subsuelo de México.

LA LETRA CHIQUITA DE LA LEGISLACIÓN PETROLERA: LOS “ARES” Y LAS “NOMINACIONES”

El 28 de abril de 2014, el presidente Peña Nieto firmó el “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos”, que forma parte de la llamada legislación secundaria. Esa ley en su artículo 4, inciso XXVIII, estableció una nueva forma de apertura: se permitía a empresas privadas realizar exploración “superficial” en tierra y en las aguas territoriales de México con sólo una solicitud, cuyo nombre en la legislación es “Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial” (ARES). Esa disposición se reforzó en el artículo 5 del mismo decreto que define que la exploración es estratégica y sólo la podrá llevar a cabo la Nación por conducto de asignatarios y contratistas”, pero las ARES pueden ser llevadas a cabo por particulares con solo un permiso (Peña Nieto, 2014:48).

Desde mi particular punto de vista, fue una forma ilegal de filtrar en la letra chiquita de la legislación que: *la sísmica no forma parte de la exploración pe-*

tolera, cuando en realidad es una de las subdivisiones de la geofísica y lleva más de un siglo de desarrollo. Comprende la recolección de informaciones sobre profundidades y composición de los estratos geológicos en el subsuelo, la realizan equipos y personal muy especializado y su procesamiento permite la elaboración de mapas que auxilian a detectar estructuras o trampas que son fundamentales en la detección de localizaciones de perforación, es la disciplina más importante de la exploración, en un viejo libro la llamamos “la reina de las ciencias de la exploración petrolera” (Barbosa, 2000).

El artículo 29 de la misma Ley de Hidrocarburos permite que las empresas privadas soliciten a la SENER la licitación del área ya explorada en las nuevas campañas exploratorias, a la solicitud se la llama en la legislación mexicana una “nominación”, el ya mencionado doctor Aldo Flores reveló que el bloque 30 es precisamente una “nominación” (Meana, 2017). Advertimos que ese bloque se encuentra “congelado”, en tanto se realiza un estudio de impacto ambiental, pero con el procedimiento señalado se vienen realizando otras múltiples “nominaciones”.

Ante la opacidad, las maniobras y negociaciones secretas en la privatización del petróleo trabajamos con hipótesis, suposiciones y datos aislados que no podemos publicar hasta que estén plenamente confirmados, como ocurrió en 2017 cuando diversas informaciones en los Estados Unidos permitieron reunir las piezas del rompecabezas. En la asamblea anual de la North American Prospect Expo, por sus siglas NAPE, el jefe de geofísica de una empresa llamada Global Shale Plays (proveedora de equipos de producción y servicios de ingeniería), informó que la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México le había otorgado a dicha empresa un área de prospección de miles de kilómetros cuadrados, y que los resultados ya los estaba ofreciendo públicamente a los contratistas asistentes al congreso (Addison, 2017).

Estas revelaciones en Houston permitieron completar las informaciones de que, desde la licitación 1.4 de aguas profundas realizada en diciembre de 2016, los contratistas empezaron a recibir la información generada en las ARES, de tal manera que en las próximas rondas, *toda la cuadrícula terrestre y marina, habrá sido peinada por las compañías y todos, o la mayoría de los bloques, ofrecidos habrán sido abiertos a la nominación.*

Las Autorizaciones de Reconocimientos y Exploración Superficial (ARES) han formado nuevos bancos de información que ni siquiera la CNH recibe (aunque eventualmente podría obtenerla dentro de una década, si es que está estipulado en el “permiso”, no contrato, que también es “información reservada”), la investigación la financiaron las empresas privadas y ellas las comercializan directamente para recuperar sus inversiones, puede haber un

periodo de preventa y el contratista interesado recibe descuentos. Advirtamos que este es el sistema vigente en Estados Unidos y que nuestro repaso nos permitió observar que las mismas empresas, investigando y vendiendo la información mexicana, están en estos días trabajando con las mismas reglas, en las aguas de Brasil que prepara su licitación número 14; Panamá que cree tener un potencial frente a sus costas y pretende realizar su primera subasta, etcétera.

Desde mi punto de vista, nos encontramos en una nueva situación en relación a la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México, y debemos esperar por lo menos los primeros resultados de esas campañas, no es prudente repetir nuestros diagnósticos apoyados sólo con los datos de las actividades realizadas por PEMEX y sus escasos recursos de la década pasada. Acaso no se descubrirá “un tesoro”, como esperaba el presidente Calderón, pero la verdad nadie lo sabe, como señalamos, sólo se dispondrá de los primeros datos duros después de las perforaciones. Como dijo Richie Miller, de la Compañía Spectrum, refiriéndose a los registros tomados para la licitación 1.4, “sólo el tiempo lo dirá” (only time will tell).

De lo que no hay duda es de los largos plazos que caracterizan los proyectos en aguas profundas que, en el caso, serán aún más prolongados: la sísmica es sólo un primer paso en el proceso de la exploración. También debe considerarse que otro factor que retrasará la decisión de perforar es el contexto internacional, pues las petroleras tienen por estos días muchas oportunidades en las costas de Guyana, de África o del Mediterráneo.

¿EL FRACKING PUEDE CONDUCIR AL PAÍS AL “DESARROLLO”
Y “EL PROGRESO”?

Tres campañas exploratorias han comprobado la existencia en este país de formaciones productoras en sahle oil/gas, en las entidades fronterizas, a lo largo del río Bravo, en el norte de Veracruz y Puebla, así como en otras formaciones compactas, como Chicontepec; sin embargo, para su desarrollo es necesario considerar un conjunto de incertidumbres derivadas de la crisis económica mundial, pues el abatimiento de la demanda y los precios no permite a los shales alcanzar rentabilidad.

La exploración comenzó desde el sexenio del presidente Felipe Calderón, en el que se probaron ocho pozos casi todos perforados entre Piedras Negras y Nuevo Laredo, con el objetivo de comprobar la continuidad de las formaciones geológicas productoras en Estados Unidos. Seis resultaron exitosos aunque sólo encontraron gas natural, los mayores volúmenes en “Ar-

bolero” con 3.2 millones de pies cúbicos diarios y “Emergente” con 2.9 millones, cifras comparables con los de Texas.

En la administración de Peña Nieto, la exploración se trasladó a otras formaciones donde se perforaron otros diez pozos. En esta segunda fase se perforó Anhérido-1 (con producción de aceite) y el Tangram-1, este último en un municipio llamado China en Nuevo León, con la más alta producción inicial de gas encontrada hasta ahora en formaciones shale en México, 10.9 millones de pies cúbicos diarios. Pero también debe subrayarse que la mitad de los pozos fracasaron, lo que da cuenta de mayor complejidad geológica.

CUADRO 1
POZOS EN FORMACIONES PIMIENTA AL SUR DE TAMAULIPAS

<i>Número</i>	<i>Nombre</i>	<i>Fecha inicio</i>	<i>Resultados</i>
1	Anhérido	27 dic. 2012	420 barriles de crudo
2	Nuncio	14 dic. 2012	3.0 MM pies cúbicos de gas (pcg)
3	Gamma	14 dic. 2012	Producción inicial de 12 barriles de condensados, más 0.3 MM pcg
4	Serbal	20 mzo. 2013	fracasó
5	Tangram	13 abr. 2013	10.9 mm pcg
6	Kemel	19 abr. 2013	2.9 mm pcg
7	Batial	6 jun. 2013	fracasó
8	Céfiro	11 ag. 2013	fracasó
9	Mosquete	18 ag. 2013	fracasó
10	Nerita	26 ag. 2013	fracasó

FUENTE: PEMEX y CNH, diversas fechas.

Debe señalarse que el Serbal-1 se perforó muy próximo a Anhérido, sin duda buscando la continuidad de la formación, éste comenzó el 20 de marzo de 2013 y concluyó en enero de 2015, es decir, se prolongó por más de año y medio y resultó no comercial. Agrega las dificultades de la geología, que el pozo Nuncio-1 se forzó a casi cinco mil metros de profundidad y sólo descubrió gas seco.

La exploración en busca de lutitas aceitíferas en la Cuenca Tampico-Misantla, se realizó también aplicando los recursos financieros del Fondo Sectorial CONACyT-SENER, bajo la dirección del IMP, creemos que no incluyó perforación de pozos.

LA REVALORIZACIÓN DE CHICONTEPEC

Durante el sexenio del presidente Felipe Calderón, el área Chicontepepec, en la cual coexisten formaciones productoras de diversas edades, fue reclasificada como no convencional o formaciones compactas (tigth), que requieren no solamente fracturamiento hidráulico convencional, sino fracking.

El cuadro 2 muestra solamente los pozos productores con producciones iniciales de más de 100 barriles diarios en yacimientos no convencionales del Mesozoico, que fue presentada a los contratistas privados, nacionales y extranjeros como “oportunidades para la exploración y desarrollo de lutitas aceítíferas” en la cuenca Tampico Misantla desde la primera reforma de 2008 en el esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción, CIEP.

CUADRO 2
POZOS EN CHICONTEPEC PRODUCTORES EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES DEL MESOZOICO

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Formación productora</i>	<i>Producción inicial</i>
Guadalupe-1	Tamán	2 126
Zapotillo-2	Tamaulipas Inf	1 849
Guadalupe-2	Méndez	1 459
Amatitlán-2	Tamaulipas Inf	372
Coyotes-3	Tamaulipas Sup	223
Papatlarillo-102	Tamán	195
Amatitlán-1	Tamaulipas Inf	138
Palo Blanco-105	Tamán	126
Furbero-1285	Pimienta	106

FUENTE: Narváez, 2013.

LOS LABORATORIOS DE CAMPO

En 2010 se modificó la estrategia de desarrollo de Chicotepec, iniciando los llamados “laboratorios tecnológicos”, creados en seis áreas otorgadas por asignación directa a otras tantas compañías, entre ellas Halliburton. En los laboratorios se ensayaron diversas modalidades de fracturamiento hidráulico y fracking, de un total de casi 100 casos que pudimos examinar con documentación oficial encontramos: 22 pozos con producciones iniciales mayores a 500 barriles por día, 75 pozos con producciones acumuladas arri-

ba de 20 mil barriles y 24 casos, en esta selección de los mejores, con producción acumulada superior a 50 mil barriles.

Un pozo excepcional fue el Presidente Alemán 1565 (PA-1565), con producción inicial de 3 445 barriles diarios y una producción acumulada de 338 630 barriles logrados en un periodo de operación de 391 días.

EL “POZO CAMPEÓN”



FUENTE: Francisco García, 2012.

El PA-1565, ubicado en Papantla, Veracruz, inició perforación el primero de julio de 2011 y fue fracturado entre el 8 y el 16 de noviembre del mismo año. A los 23 días, con una producción acumulada de 59 350 barriles, Halliburton reportó que los costos de la operación habían quedado pagados (Estrada, 2012), precisando que los precios del barril en esos días se ubicaban arriba de 100 dólares. Alrededor de los noventa días de operación, a comienzos de 2012, el Boletín Interno del AIATG, Barril de Oro, le dedicó la portada y la nota principal, llamándolo el “pozo campeón”, sólo por tratarse de una publicación interna, mantenida tan desconocida, reproducimos la portada.

La curva de declinación anual del Presidente Alemán 1565 es de casi 90%, la producción diaria del pozo descendió de los 3 445 barriles el 7 de diciembre de 2011 a 405 barriles diarios, en diciembre de 2012.

Atendiendo el indicador “producción acumulada”, el pozo más sobresaliente ha sido el Corralillo-629, que en los experimentos en los laboratorios arrojó medio millón de barriles en 565 días, poco más de un año y seis meses. Su producción inicial fue de 1 200 barriles, que cayó a 665 barriles en el lapso estudiado.

Corralillo-629 se ubica en el municipio de Álamo, Veracruz, y su costo fue recuperado en dos meses, repetimos, con los precios arriba de 100 dólares en el mercado internacional.

Es pertinente precisar que este aceite no es de formaciones shale, sino de las tradicionales terciarias y que el fracking contribuyó, en este y otros casos, con un porcentaje minoritario de la producción incremental, aunque carecemos de datos desagregados, en su conjunto, ha sido estimado en un 13% para los casos más destacados presentados a los contratistas (Narváez, 2013).

En el caso de los pozos Presidente Alemán, Corralillo y Furberero, se trata de aceite pesado, por lo que *en los logros en la longevidad de los pozos*, una contribución importante corresponde a pequeñas plantas de calentamiento in situ que fueron instaladas por PEMEX y en todos los casos, otro factor decisivo es el empleo de sistemas artificiales de producción, fundamentalmente el bombeo mecánico, llamadas “bimbas” por la población.

Lo anterior explica los resultados de la Ronda 3 de Licitaciones en el esquema llamado Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP), realizados entre 2013 y 2014, fechas que subrayo para mostrar que se trata del sexenio del presidente Peña Nieto, que permitía al contratista privado realizar exploración y extracción, realizando todas las inversiones.

Una diferencia entre el CIEP y el Contrato de Producción Compartida, es que en este último el contratista compite ofreciendo el mayor porcentaje de la ganancia operativa al gobierno. En el CIEP, el contratista compite ofreciendo la menor tarifa como precio de costo para extraer cada barril producido, la diferencia entre el precio del contratista y el precio de venta del barril es la ganancia del gobierno.

La subasta de seis bloques en Chicontepec se llevó a cabo en Poza Rica el 11 de julio de 2013, les pregunto a mis alumnos cuando examinamos este caso: ¿cuánto creen ustedes que pidió Halliburton como tarifa para extraer un barril? Halliburton pidió un centavo de dólar por barril, es decir ofreció al gobierno toda la ganancia, menos un centavo por cada barril, algunos bloques quedaron desiertos, se realizaron negociaciones y, como el cuadro lo muestra, siguiendo el ejemplo todas las empresas concursaron ofreciendo tarifas debajo de un dólar por barril.

Pero el interés se desbordó en la Licitación 2.3, es decir La Ronda 2 y la subasta número 2 celebrada el 12 de julio de 2017, en la que algunas em-

CUADRO 3
 LOS DIEZ POZOS CON FRACKING MÁS EXITOSOS DE HALLIBURTON
 ORDENADOS POR SUS PRODUCCIONES INICIALES

Pozo	Producción inicial (barriles/diarios)	Producción acumulada (barriles)	Tiempo de operación (días)	Costo (millones pesos)	Pesos de utilidad (por peso invertido)	Periodo de recuperación (meses)
1. Presidente Alemán-1565	3 445	338 630	391	10.8	5.0	2.0
2 .Escobal-197	3 000	258 568	205	13.4	5.5	2.0
3. Corralillo-785	1 999	22 333	63	10.8	4.7	4.0
4 .Remolino-1631	1 334	153 873	322	5.2	5.2	2.0
5. Remolino-1648	1 248	117 698	311	10.8	1.1	6.0
6 .Presidente Alemán-3367	1 152	65 279	150	52.0	3.0	2.0
7 .Corralillo-629	1 100	510 620	565	52.0	15.3	2.0
8 .Escobal-195	1 080	234 612	190	154.0	6.8	3.0
9. Remolino-1608	1 063	75 911	257	52.0	1.9	4.0
10. Presidente Alemán-3697	1 042	60 803	58	108.0	4.3	4.0

FUENTE: elaborado con datos de Renaissance Oil Corp, 2015, PEMEX, 2013.

presas desarrollaron una intensa competencia por posicionarse en bloques de gas en Burgos. En conclusión, disponemos de abundante evidencia sobre el interés del capital privado por explotar estas formaciones, pero por ahora se limitan a la posesión del bloque, ninguna empresa ha iniciado explotación, es decir perforaciones masivas. Halliburton, Baker Hughes o empresas mexicanas como Diavaz, Alfa de Monterrey y el grupo Carso del ingeniero Slim ya están en posición de iniciar operaciones, no lo hacen por la imposibilidad objetiva de recuperar las inversiones. Lo resume César A. Granados, Country Manager de Weatherford en este país:

México tiene un gran potencial de recursos [...] Hoy en día, hay poca actividad en perforación horizontal y fracturación hidráulica, sin embargo, el potencial de los shales son relativamente bien conocidos. En nuestra opinión, el desarrollo de los recursos de esquisto de México es más una cuestión de economía y de tiempo que de limitaciones técnicas o de recursos (Weatherford, 2017:131).

CUADRO 4
EMPRESAS GANADORAS Y OFERTAS PRESENTADAS EN LOS BLOQUES DE CHICONTEPEC

<i>Empresa ganadora</i>	<i>Bloque Humapa</i>	<i>Bloque Soledad</i>	<i>Bloque Miquetla</i>	<i>Bloque Pitipec</i>	<i>Bloque Miahuapan</i>	<i>Bloque Amatitlán</i>
Halliburton	1 centavo de dólar					
Petrolite de México		49 centavos de dólar				
Operadora de Campos DWF			98 centavos de dólar			
Constructora y Perforadora Latina				1 centavo de dólar		
Consortio SINOPA					1 centavo de dólar	
Andes Energía Argentina, SA y otras						1 centavo de dólar

LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS ¿EN EL UMBRAL DEL TERMIDOR?

Desarrollar el potencial en shales “es una cuestión de economía”, dice el Country Manager de la gran trasnacional con oficinas centrales en Suiza. No está claro qué implica la expresión “cuestión de economía”: se cree que la explotación de las lutitas en México arrancará cuando los precios levanten arriba de 60 o 70 dólares el barril, intentaremos describir qué tipo de problemas económicos se están agudizando en los Estados Unidos y sin duda modificarán las expectativas de las petroleras interesadas en la explotación en México.

La experiencia de los Estados Unidos muestra que ese tipo de producción tiene entre sus peculiaridades, la inmediata declinación de los pozos que obliga al productor a una perforación continua y masiva para mantener el volumen que pierde según la pendiente de cada curva, rasgo que se muestra

también en los datos de Presidente Alemán y Corralillo, pozos mexicanos frackeados. De ahí se deriva la exigencia de ingentes montos de inversión y, finalmente que el periodo de producción elevada es muy corto, mejora en aquellos con alta producción inicial, pero raramente es mayor a un año, es una diferencia notable respecto a los yacimientos convencionales; aunque naturalmente las estimaciones de la recuperación final esperada (EUR, por sus siglas en inglés), comprenden los volúmenes remanentes después del primer año en el que puede haberse perdido el 50% de la producción inicial. Para los interesados agregamos que, después de más de diez años de iniciada la revolución del shale, hay estudios específicos por cuenca (Hughes, 2015).

En los Estados Unidos la banca petrolera acudió de inmediato para apoyar el desarrollo de la revolución shale con crédito abundante y barato, pero el desplome de los precios en la segunda mitad de 2014 provocó un grave problema de endeudamiento. Según un análisis de los propios petroleros, algunos productores, para mantener el ritmo de perforación y el flujo de producción, ahora están agobiados con créditos equivalentes a “tres o cuatro veces sus ingresos anuales” (Schmeichel, 2016).

Según un estudio de la Oficina de Administración de Información, dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el pago del servicio de la deuda como proporción del flujo de caja al comenzar 2012 representaba el 40%, pero a mediados de 2015 ya devoraba poco más del 80%, como consecuencia de la caída de los ingresos de los productores provocada por el desplome de los precios (Energy Information Administration, 2015).

La actual crisis ha sorprendido a todo el mundo petrolero tanto por la profundidad del hundimiento de precios como por su prolongación en el tiempo, en esas circunstancias, los productores shales están librando una lucha apenas para sobrevivir, con la perspectiva de que los precios bajos cederán, han desplegado una serie de medidas para abatir costos y perfeccionar los instrumentos que forman parte de su llamada revolución del shale.

La banca, vitalmente interesada en impedir el cierre de las empresas endeudadas, les ha otorgado prórrogas y vencimientos más largos, apenas ascienden los precios entregan nuevos créditos, pero recurrentemente la prensa petrolera anuncia que la situación se aproxima a su límite.

Un sector de la industria petrolera de ese país lo conforman los proveedores de servicios, amenazados con el desempleo han librado una competencia feroz por la limitada cantidad de trabajo que subsiste, sacrificando sus ganancias laboran con descuentos que diversos estudios sostienen que son insostenibles. En fin, es una industria que, en esta etapa de precios bajos,

se encuentra sosteniéndose con alfileres, caminando en una “ventana operativa” muy estrecha.

Desde luego, un renglón importante en esta lucha —que es también por sostener los empleos— son las llamadas “innovaciones técnicas”: etapas de fracking cada vez más estrechas. Se han llegado a realizar 50 fracturas en un solo pozo, en México el máximo experimentado son 20. La prolongación del tramo horizontal; la elevación de los volúmenes de sustentante (como se denomina a la arena que sirve para mantener abiertas las fracturas) y de los ácidos que permiten un mayor impacto en el subsuelo, es decir la prolongación de su extensión; el perfeccionamiento de los softwares y otras herramientas para controlar la fractura en busca de reducción de los costos y la disminución de los tiempos de perforación (según *The Wall Street Journal* en el Pérmico, en Texas lo han abatido de 18 a 9 días “en algunos pozos”). El conjunto de estas innovaciones mantuvo un nivel de producción que demostró enorme resiliencia, pero todo ha sido insuficiente.

En 2017, después de tres años de crisis, las mejores áreas han empezado a declinar. En los Estados Unidos se han descubierto más de 40 cuencas de lutitas, pero sólo tres de ellas concentran 90% de la producción aceitera: Eagle Ford, Bakken y el Pérmico, para 2017 sólo continúa en lento crecimiento esta última, en tanto que la joya de la corona, el Eagle Ford está en franca declinación y la Bakken estancada.

Por razones de espacio y por la cercanía al complejo refinero del Golfo sólo ofrecemos los datos de Eagle Ford. Su producción, según los últimos datos publicados el pasado julio de 2017, ha caído de un millón 196 mil barriles, en el pico en 2015 a sólo 870 mil barriles diarios en mayo de 2017 (Railroad Commission of Texas, 2017). Continuará la incesante perforación, pero los pozos adicionales ahora aportan volúmenes cada vez más pequeños: en las etapas tempranas un nuevo pozo contribuía con 180 barriles diarios, ahora ha disminuido a 25 barriles también por día (Hughes, 2015).

Según los análisis de los autores, como el citado Hughes, que siguen más estrechamente el comportamiento específico de los pozos que estuvieron en las áreas óptimas como los condados de Karnes, Dewitt y Lasalle, que aportaron más del 50% de la producción acumulada, ahora exhiben la más precipitada caída, aunque es preciso advertir que esto último no lo pudimos encontrar confirmado en la estadística oficial, cuyas cifras se ofrecen a niveles muy agregados y con gran demora.

Si la formulación anterior se confirma, en el futuro significaría que en la crisis este segmento de los productores texanos han sacrificado sus mejores áreas que ellos llaman *sweet spots*: no quiere decir que han agotado sus reservas, les queda petróleo y gas en otras áreas, pero esos remanentes constituyen los segmentos más pobres, que conservan un porcentaje menor de

las estimaciones de recuperación final. Es el encuentro de los límites del endeudamiento y los límites que impone la geología de los shales.

Neil Schmeichel, quien no es un analista académico, sino un petrolero del sector de servicios de tubería, examina desde la preocupación de los problemas de sus clientes en el futuro inmediato. Sostiene que de continuar los precios bajos, la caída de las mejores áreas es un presagio de una avalancha de declinaciones de producción, desde luego no un colapso o suspensión total de la actividad, sino de la expulsión del mercado de las más pequeñas y más endeudadas, y un ajuste del mercado en busca de una nueva estabilidad, con severo recorte de producción, sólo permanecerán a flote las empresas con disciplina financiera o las mayores que siempre han disfrutado de liquidez.

¿Repuntará el mercado? La crisis actual es una combinación de reducciones de la demanda e incrementos de la oferta. Se ha destacado entre los factores principales la caída de la tasa del crecimiento en China, acompañados de nuevos descubrimientos y el regreso al mercado de otros productores, podría haber coincidencia en que la caída ha tocado fondo, pero ningún estudio disponible plantea la posibilidad del restablecimiento de los 100 dólares por barril en el corto y mediano plazo.

Finalmente, al abordar las diferentes condiciones entre Texas y México, no debe omitirse que la perforación masiva —con fracturamiento hidráulico y en algunos casos con fracking, que ya se experimentó en los laboratorios de campo, que permitieron la revalorización de Chicontepec, que ya referimos páginas atrás— provocó un incremento de la conflictividad en una franja de municipios de Veracruz y Puebla.

Desde los primeros años de la década pasada las protestas campesinas fueron incesantes, surgieron nuevos tipos de organizaciones populares, el gobierno instaló un nuevo cuartel de la Marina que fue incapaz de impedir bloqueos de caminos y pozos de una extensión sólo conocida a en las grandes luchas en Tabasco, durante el llamado auge de los años setenta, entre las demandas que plantearon casi siempre estuvieron la contaminación y escasez del agua. Nadie puede alegar ignorancia sobre los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico y el fracking, que organizaciones como Cartocritica, Fundar, la Alianza Mexicana contra el Fracking y otras han explicado y difundido ampliamente.

Algunos plantean que en el norte, desierto y despoblado, no habría problemas, omiten que PEMEX aún no había informado nada sobre Tangram, uno de los pozos que mencionamos páginas atrás, cuando ya estaban circulando hipótesis de que éste y otros de Cuenca de Burgos, amenazaban con fisurar la cortina de la presa “El Cuchillo”, que surte de agua a Monterrey. El autor de las declaraciones que transcribiremos a continuación es el inge-

niero Ernesto Romero, director de Infraestructura Hidroagrícola de la Cuenca del Río Bravo, quien el 4 de marzo de 2014 declaró:

[...] muchos han tratado de ligar los movimientos telúricos con los llenados de las presas, pero [...] están más ligados con las perforaciones que se están realizando en la Cuenca de Burgos [...] la presa de Cerro Prieto la estamos monitoreando constantemente, pero donde más se han detectado los movimientos es en El Cuchillo [...].

¿Qué puede concluirse sobre el planteamiento de que explotando nuestros “vastos” recursos petroleros en lutitas este país alcanzará el desarrollo y el progreso? Quizá con demasiada brusquedad respondería que se trata de peroratas fútiles de algunos políticos que creen que es posible reeditar la experiencia de Tabasco.

CONCLUSIONES

La dotación de hidrocarburos identificada con perforaciones, que aún se conserva en nuestro país, se encuentra muy disminuida, a los recursos que hemos anotado deberán agregarse los existentes en campos muy maduros que no tocamos en este capítulo, pero los recursos del Golfo profundo, si se llegan a descubrir, podrán conocerse hasta la década 2020-2030.

Los recursos en las formaciones shale existen, pero sólo podrá conocerse sus dimensiones hasta que se desarrollen, como se ha intentado mostrar con algunas estadísticas, las incertidumbres se han trasladado al comportamiento productivo de cada pozo, pero aquí también la situación internacional parece que no permitirá explotación en el corto plazo.

México se encuentra en una situación de vulnerabilidad en el suministro de combustibles para el transporte y al mismo tiempo presenta una producción en declinada, pero cuantiosa de aceites principalmente pesados. Consideramos que las medidas que deberíamos proponer deben estar orientadas fundamentalmente a reducir la demanda, asumiendo que por el lado de la oferta, aunque es muy poco lo que puede hacerse, debe rehabilitarse el aparato de refinación, y con visión de Estado apurar la transición energética.

La demanda puede cortarse con medidas como la restauración del transporte por ferrocarriles; la puesta en vigor de las prohibiciones para que los grandes vehículos de doble remolque circulen transportando alimentos chatarra, provocando congestionamientos que implican derroche de gasolinas

importadas; construyendo nuevas líneas de ferrocarril con el objetivo de no permitir que la población rural quede aislada y pierdan sus cosechas.

Este país se encuentra hoy frente a la amenaza de sufrir interrupciones en el suministro de combustibles, incluso por el cambio climático que con frecuencia afecta las refinerías texanas, dada la ausencia de instalaciones de almacenamiento creemos que sería conveniente crear la reserva estratégica de combustibles en este país.

Los gobiernos federales y locales deben tomar iniciativas como la sustitución de sistemas de iluminación con celdas solares y en general desarrollar programas para la generación de energía eléctrica a nivel doméstico, para aprovechar corrientes de aire o días soleados.

La rehabilitación del sistema de refinación puede comprender la construcción de pequeñas plantas para procesar aceites pesados y enfocarla en la elaboración de diésel para motores pesados orientados al consumo de tractores y combustibles de embarcaciones que emplean diésel marino.

Debe ponerse en el debate nacional la política energética, la mitad de nuestras reservas son de aceites de menos de 18 grados API y aún disponemos de más de 15 campos vírgenes de pesados, debe buscarse la importación de aceites ligeros, es un error que inversiones como las tres plataformas de Ayatsil permanezcan en la actualidad paralizadas.

En suma, las mayorías deben estar preparadas para una nueva era, no tanto de escasez, sino de precios altos, que afectará fundamentalmente a los segmentos de más bajos ingresos. Las soluciones, sí es que existen, se generarán a nivel del pueblo, el reto es impedir que continúe extendiéndose la barbarie que ya señorea en numerosos espacios de la vida nacional.

BIBLIOGRAFÍA

- Ackerman, John M. (coord.), (2016), *Fracking ¿qué es y cómo evitar que acabe con México?*, México, UNAM/Tirant Humanidades.
- Addison, Velda (ed.), “NAPE: Mexican Shale Prospects take Spotlight”, disponible en <<http://www.epmag.com/nape-mexican-shale-prospects-take-spotlight-1467751#p=full>>.
- Barbosa, Fabio (2000), *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*, México, Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM (Col. Jesús Silva Herzog).
- Barbosa, Fabio (2017), “Bloque 30 que se subastará en 2018, ambición de petroleras internacionales”, en *Contralínea*, núm. 557, 23 de septiembre, disponible en <<https://www.contralinea.com.mx/archivo-revista/>>

- 2017/09/19/bloque-30-se-subastara-2018-ambicion-petroleras-internacionales>.
- Beaubouef, Bruce (2017), "Industry Revs up Interest in Offshore Mexico", en *Offshore*, vol. 77, núm. 7, julio.
- Dupre, Robin (2015), "Mexico Opens up Offshore Areas for New Seismic Surveys", en *Offshore*, 19 agosto, disponible en <<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-75/issue-8/geology-geophysics/mexico-opens-up-offshore-areas-for-new-seismic-surveys.html>>.
- Estrada Aguilar, Ernesto Esteban (2012), "Terminación con multifracturas en pozos de máximo contacto con el yacimiento", tesis, México, Facultad de Ingeniería-UNAM.
- Garaicochea, Francisco (2013), "El nuevo Chicontepec", en *Contralínea*, disponible en <<http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/05/19/el-nuevo-chicontepec/>>.
- García, Francisco (2012), "Incremento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales en la región Norte de México", documento interno, Halliburton, 17 de mayo.
- Hughes, David (2013), *Drill Baby Drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?*, Sta. Rosa California, Post Carbon Institute.
- Hughes, David (2015), "Eagle Ford Reality Check. The Nation's Top Tight Oil Play After more than a Year of Low Oil Prices", disponible en <<http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2015/12/Hughes-Eagle-Ford-Reality-Check-Fall-20152.pdf>>.
- López, Alejandra (2016), "Construyen dos plataformas para PEMEX", en *Reforma*, México, 22 de septiembre.
- Meana, Sergio (2017), "Hay indicios de maga yacimiento", en *El Financiero*, 21 de julio, disponible en <<http://www.elfinanciero.com.mx/economia/hay-indicios-de-megayacimiento.html>>.
- Narváez Ramírez, Antonio (2013), "Subdirección de Producción Región Norte, PEMEX Exploración y Producción, 'Tercera Ronda de Licitaciones en PEP. Contratos Integrales de Exploración y Producción. Aceite Terciario del Golfo', Taller de Contratos Integrales de Exploración y Producción", Ciudad de México, 22 de enero.
- Offshore (2017), "Deepwater Developments", julio.
- Offshore Staff (2017), "Mizton Well Increases Resource Potential in Area 1 Offshore Mexico", disponible en <<http://www.offshore-mag.com/articles/2017/09/mizt-n-well-increases-resource-potential-in-area1-offshore-mexico.html?>>>.
- Offshore Staff (2017b), "ION Reimaging 3D Multi-Client Data Offshore Mexico and Brazil", disponible en <<http://www.offshore-mag.com/arti>

- cles/2017/08/ion-reimaging-3d-multi-client-data-offshore-mexico-brazil.html>.
- Peña Nieto, Enrique (2014), “Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera, Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas”, Ciudad de México, 28 de abril.
- “PGS in Multi-Client 2D Seismic Program Offshore Mexico”, disponible en <<http://subseaworldnews.com/2015/05/18/pgs-in-multi-client-2d-seismic-program-offshore-mexico/>>.
- Primera Plana, “Piden en el Senado reforzar la seguridad en el complejo Abkatún-Alfa de Campeche”, disponible en <<https://www.primeraplana.org.mx/2016/2/19/piden-en-el-senado-reforzar-la-seguridad-en-el-complejo-abkatun-alfa-de-campeche/>>.
- Renaissance Oil Corp (2015), “Growing with Mexico in a New Era of Energy Reform”, disponible en <renaissanceoil.com>.
- Schmeichel, Neil (2016), “The Defining, Imminent Moment for Debt-Fueled U.S. Shale Players”, en *Shale Oil & Gas Business Magazine*, mayo-junio, disponible en <<https://shalemag.com/>>.
- Weatherford (2017), “Drill deep for success”, en *The Oil & Gas Year*, México.
- Williams, Adam (2017), “Private Oil Made a Big Find in Mexico. Now State Oil Wants a Cut”, en *Rigzone*, 4 de octubre, disponible en <http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/151956/Private_Oil_Made_a_Big_Find_in_Mexico_Now_State_Oil_Wants_a_Cut/?all=HG2>.
- “Zama Deep Fails” (2017), en *Offshore Engineer*, septiembre.
- Zinke, Ryan (2017), “Secretary Zinke Announces Proposed 73-Million Acre Oil and Natural Gas Lease Sale for Gulf of Mexico. All Available Areas in Federal Waters will be Offered in First Region-Wide Sale under New Five Year Program”, 6 de marzo, Washington, disponible en <Interior_Press@ios.doi.gov>.
- Zinke, Ryan (2017b), “Gulf of Mexico Region-Wide Oil and Gas Lease Sale Yields \$ 121 Million in High Bids on 508,096 Acres”, Washington, 16 de agosto, disponible en <<https://www.doi.gov/pressreleases/>>.