

Tramas del mercado petrolero mundial

Precios – OPEP – Trump – Damnificados –
Estrategia saudita

Jorge Eduardo Navarrete



TRAMAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL
PRECIOS - OPEP - TRUMP - DAMNIFICADOS
ESTRATEGIA SAUDITA

JORGE EDUARDO NAVARRETE



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

TRAMAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL
PRECIOS - OPEP - TRUMP - DAMNIFICADOS
ESTRATEGIA SAUDITA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA UNIVERSITARIO DE ESTUDIOS DEL DESARROLLO

TRAMAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL
PRECIOS - OPEP - TRUMP - DAMNIFICADOS
ESTRATEGIA SAUDITA

Jorge Eduardo Navarrete



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
MÉXICO 2017

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Enrique Luis Graue Wiechers

RECTOR

Leonardo Lomelí Vanegas

SECRETARIO GENERAL

Leopoldo Silva Gutiérrez

SECRETARIO ADMINISTRATIVO

Alberto Ken Oyama Nakagawa

SECRETARIO DE DESARROLLO INSTITUCIONAL

Javier de la Fuente Hernández

SECRETARIO DE ATENCIÓN A LA COMUNIDAD UNIVERSITARIA

Mónica González Contró

ABOGADA GENERAL

Domingo Alberto Vital Díaz

COORDINADOR DE HUMANIDADES

Rolando Cordera Campos

COORDINADOR DEL PROGRAMA UNIVERSITARIO DE ESTUDIOS DEL
DESARROLLO

Vanessa Jannett Granados Casas

SECRETARIA ACADÉMICA DEL
PROGRAMA UNIVERSITARIO DE ESTUDIOS DEL DESARROLLO

Navarrete, Jorge Eduardo, autor.

Tramas del mercado petrolero mundial : precios – OPEP – Trump – Damnificados – Estrategia saudita / Jorge Eduardo Navarrete. – Primera edición.

1 recurso en línea (166 páginas).

ISBN 978-607-02-9820-2

1. Industria del petróleo. 2. Productos del petróleo – Precios. 3. Organización de Países Exportadores de Petróleo. 4. Política energética -- Estados Unidos. I. Título

Primera edición: 06 de octubre de 2017

D.R. © 2017 Universidad Nacional Autónoma de México
Ciudad Universitaria, Delegación Coyoacán, c.p. 04510, Ciudad de México.

Coordinación de Humanidades

www.humanidades.unam.mx

ISBN: 978-607-02-9820-2

Programa Universitario de Estudios del Desarrollo

Planta baja del edificio Unidad de Posgrado, costado sur de la Torre II Humanidades, Ciudad Universitaria, Ciudad de México, Coyoacán, 04510

www.pued.unam.mx

Esta edición y sus características son propiedad de la Universidad Nacional Autónoma de México

Prohibida la reproducción parcial o total por cualquier medio, sin autorización escrita del titular de los derechos patrimoniales.

Hecho en México.

Contenido

Presentación	13
El subibaja de los precios	16
Los precios del petróleo y el crecimiento económico	16
El reflejo en los medios informativos	16
El análisis del Banco Mundial	17
La perspectiva inmediata del mercado	20
La situación de los directamente afectados	20
Posición de las corporaciones petroleras	21
La OPEP y la geopolítica del petróleo	22
El esfuerzo de la OPEP y otros productores: seguimiento cronológico	22
Otro punto de vista	26
El fiasco de Doha y sus secuelas	26
Arabia Saudita reasume el protagonismo	29
Secuelas del fiasco de Doha	30
La conferencia ministerial de medio año	31
El comunicado de la conferencia	31
La opinión de los analistas	32
Las consultas de Argel: nuevo intento de concertación	34
La OPEP vuelve por sus fueros	39

El Congreso Mundial de Energía: caja de resonancia	42
Términos y alcances del acuerdo de Viena	44
El comunicado de la Conferencia	45
Contenido del acuerdo	46
La posición del gobierno de México	50
La reunión ministerial OPEP y no-OPEP	50
Hacia la reunión con los productores no-OPEP	50
Los términos del acuerdo	53
El pulso del mercado	55
La sorprendente reducción de la OPEP	55
Otros factores en juego	57
Algunas opiniones	59
A la mitad del camino	60
Aide memoire	65
Las consecuencias energéticas y ambientales de Trump	66
El plan de energía ‘Estados Unidos primero’	66
Una víctima de la victoria de Trump: la cooperación en energía y ambiente en Norteamérica	69
Energía y ambiente en las plataformas políticas	71
Acercar de los subsidios a las petroleras de EUA	79
Trump, la energía y los combustibles fósiles	81
¿Grandes descubrimientos que nunca serán explotados?	83
El diferendo bilateral con México: sector energía	85

La vulnerabilidad mexicana: dependencia importadora	85
La administración Trump y el sector petrolero	90
Los nuevos responsables: algunos puntos de vista	90
La asignación de recursos en el proyecto presupuestal	98
El nuevo CEO de ExxonMobil y su ‘luna de miel’ con Trump	100
La ‘deconstrucción del Estado administrador’	103
El empleo en el sector de la energía en EUA: promesas y realidades	107
Apertura de áreas protegidas a la exploración y explotación	108
Algunas reacciones	109
 Un régimen de precios bajos: algunos damnificados	111
El panorama en 2016: países y áreas productoras	111
Angola: un salvavidas del FMI	111
Arabia Saudí: el costo de la estrategia alcanza al estratega	114
Canadá: la industria no recupera el optimismo	116
Canadá: las devastadoras consecuencias del incendio de Fort McMurray	117
China: las empresas petroleras en dificultades	119
Escocia: la caída del petróleo frena el crecimiento	123
Estados Unidos: Alaska y otros estados productores	124
Víctimas colaterales: la educación pública en Alaska	126

Las calificadoras degradan a algunos países exportadores	127
El panorama en 2016 – Algunas corporaciones	128
Se difieren algunas inversiones	128
BP: pérdidas, reducción de costos y recorte de personal	131
Chevron: el comienzo de un año difícil	133
ExxonMobil Corp: dificultades en el primer semestre	133
Lukoil: un mal año desde el comienzo	135
Petrobras: reducción del presupuesto de inversión	135
Royal Dutch Shell: continúa el deterioro	136
Statoil y el caso del campo JS	137
El caso del campo JS	138
Total – el beneficio de la recuperación	139
Víctimas colaterales: las empresas de transporte por ductos ...	139
La ‘Nueva estrategia Saudita’: visión a 2030	142
La Visión 2030 y la ‘despetrolización’ de la economía	144
Los grandes objetivos de la Visión 2030	146
Primeras reacciones ante el anuncio de la Agenda 2030	149
Primera etapa: transformación a 2020	150
Fuentes	157

Presentación

TRAMAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL tiene su origen en los documentos mensuales que, a lo largo de 2016, siguieron la pista — las diversas pistas— de la accidentada, trepidante evolución del sector petrolero internacional. Derivado de documentos escritos en forma periódica e independiente en doce entregas, mantiene el sentido cronológico al que por necesidad se ciñeron, aunque recoge sólo parte de su contenido.

Para esta recopilación se seleccionaron cuatro asuntos que tejieron las tramas dominantes del mercado petrolero mundial en el año. Primero, la resurrección de la OPEP —la Organización de Países Exportadores de Petróleo— que tras un largo periodo de inacción, o si se prefiere pasividad, decidió volver por sus fueros y actuar como lo que se supone que es —por definición, naturaleza y vocación— un cártel. Intentó apresurar la vuelta al equilibrio del mercado, a través de la modulación del volumen de oferta. Aunque esta acción —cuya configuración dominó los debates y decisiones de la OPEP en 2016— no entró en vigor sino con el inicio de 2017, el texto rastrea los meandros geopolíticos por los que discurrieron esos debates, hasta el primer trimestre de 2017.

Como para tantos otros sectores de la economía y la política mundiales, la adjudicación a Donald Trump de la presidencia de EUA — tras obtener la mayoría de los colegios electorales, a pesar de su maracada desventaja en la votación ciudadana— conmovió al sector petrolero internacional, parte del cual expresó su entusiasmo ante las intenciones declaradas por el candidato de favorecer la producción y consumo de combustibles fósiles. Se discuten algunos planteamientos esgrimidos en el debate político, las acciones anunciadas en la transición y al inicio de la nueva administración.

Quizá más que en 2015 los damnificados por el colapso de los precios petroleros se acumularon en el año siguiente, cuando se registró una recuperación inestable, titubeante e insuficiente de las cotizaciones. Hubo corporaciones petroleras globales que se vieron forzadas a diferir proyectos de inversión, lo que no dejará de afectar los volúmenes de producción que obtengan hacia finales del presente decenio e incluso en el próximo. En algunos países exportadores, más allá de las dificultades económicas y de balanza de pagos, los bajos precios acentuaron las tensiones sociales y provocaron enfrentamientos. Se revisa en el texto una docena de estos casos.

El cuarto elemento de la trama que se examina se refiere al país petrolero por excelencia: Arabia Saudita. En 2016 anunció una audaz estrategia de diversificación y desarrollo nacional que puede marcar los rumbos y orientaciones que otros sigan en los años y lustros venideros, presionados por la progresiva menor ponderación de los hidrocarburos en la mezcla energética global.

Se advertirá la ausencia casi total de alusiones y contenidos relativos a México. Se origina en que el Grupo de Energía del PUEd —del que soy parte— examina sistemáticamente el caso de México en diversos seminarios académicos y documentos ad-hoc. Destaca entre ellos “Energía segura, asequible y sustentable”, capítulo del libro *Las perspectivas de desarrollo a 2030*, del PUEd, editado por la UNAM (pp 193-226).

La preparación tanto de los documentos mensuales como de este mismo volumen fue facilitada y enriquecida por el constante diálogo y discusión mantenidos dentro del Grupo de Energía del PUEd y sus colaboradores permanentes. Hago llegar a Manuel Aguilera Gómez, Francisco Javier Alejo López, Víctor Rodríguez Padilla, Fluvio Ruiz Alarcón y Ramón Carlos Torres mi reconocimiento por su invariable interés, disposición al diálogo, apertura al debate y generosidad para compartir tiempo y saberes. Los eximo, por supuesto, de cualquier responsabilidad por los eventuales despropósitos que este texto contenga, la que me corresponde por completo. Estoy reconocido con Claudia García Lozano, quien realizó una cuidadosa criba de un original al que se habían filtrado numerosas repeticiones, algunos anacronismos y ciertas

incongruencias. Del mismo modo, son de mi responsabilidad los que aún aparezcan. Doy las gracias también a Nayatzin Garrido Franco por su experta ayuda en la formación digital de los documentos mensuales y la muy laboriosa de este texto anual.

Jorge Eduardo Navarrete

EL SUBIBAJA DE LOS PRECIOS

Los precios del petróleo y el crecimiento económico

Un giro adicional del debate sobre la relación entre los bajos precios del petróleo y el ritmo de crecimiento de la economía mundial —factores entre los que solía encontrarse una relación directa muy positiva— apareció a principios de junio como componente central del informe de verano del Banco Mundial. Como se recuerda, este asunto fue tema de debate, tanto en círculos académicos como gubernamentales, a lo largo de 2015, con posiciones cada vez más matizadas, que de alguna manera desembocaron en el reconocimiento de que el desplome de los precios del petróleo, la volatilidad y la permanencia de niveles bajos de precios se ha convertido, más que en estímulo, en un lastre para la expansión de la actividad económica, sobre todo en las economías emergentes.¹

El reflejo en los medios informativos

La primera lectura que la prensa internacional ofreció de este muy reciente informe del Banco Mundial, (World Bank Group, 2016) destacó precisamente la apreciación de que los bajos precios del petróleo, como parte importante de la caída de las materias primas, son quizá el factor que en mayor medida explica una nueva corrección a la baja del crecimiento esperado de la economía mundial en el presente año y en 2017. Véanse los siguientes tres ejemplos:

1 Un breve resumen de este debate se encuentra en Jorge Eduardo Navarrete, Aspectos del derrumbe... loc cit, pp 26-28.

<p>“El crecimiento global se desacelerará en este año al tiempo que los exportadores de petróleo del mundo en desarrollo se enfrentan a precios más bajos de la energía, afirma el Banco Mundial en su revisión semestral de la economía mundial. El beneficio del petróleo más barato para Europa, Japón y otros importadores, que sostuvo su crecimiento en 2015 y 2016, ha dejado de compensar la desaceleración en áreas de África, Asia y Sudamérica que dependen de las ventas de energía para sostener sus ingresos. En una de las predicciones más desalentadoras de un organismo internacional, el Banco afirma que el efecto de la caída de los ingresos petroleros de los países en desarrollo restringirá a 2.4% el crecimiento global en el año en curso, bien por debajo de la previsión de enero, cifrada en 2.9 por ciento” (Phillip, 7 de junio de 2016).</p>	<p>“La previsión más reciente del Banco Mundial es más pesimista que la proyección hecha en abril por el FMI [...] Desde entonces se ha puesto más en claro que los bajos precios de los productos básicos continúan afectando a muchos países en desarrollo cuyas economías dependen de la exportación de esos artículos [...] Los economistas del Banco distinguen entre las economías emergentes exportadoras e importadoras de materias primas. Las primeras, afectadas por el colapso de los precios del petróleo, crecieron apenas 0.2% el año pasado y se espera que crezcan en 0.4% en 2016 [...] En su conjunto, la economía mundial se expandirá en 2.4% este año, por debajo del 2.9% que se esperaba en enero y al mismo muy débil ritmo que se observó en 2015” (Associated Press, 8 de junio de 2016).</p>
<p>“El martes [7 de junio] el Banco redujo su previsión de crecimiento global debido a lo que consideró un comportamiento mucho más desfavorable que el esperado en los países exportadores de productos básicos [...] El análisis muestra también que, por primera vez desde principios de siglo, la mayoría de las economías en desarrollo y emergentes han dejado de estrechar su brecha de ingresos respecto de EUA y otros países ricos [...] La caída en los precios de las materias primas, que empezó en 2011 y se vio acelerada por el colapso de los precios del petróleo, ha abierto nuevas brechas dentro del mundo en desarrollo” (Shwan, 7 de junio de 2016).</p>	

El análisis del Banco Mundial

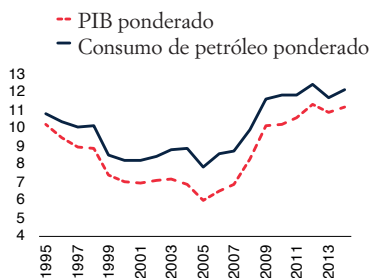
El nuevo informe del Banco Mundial, al que aluden las notas informativas arriba citadas, examina con detalle las consecuencias para el comportamiento económico de los países exportadores de petróleo y, en general, de los productores primarios en el prolongado período de precios deprimidos del crudo, cuyo fluctuante repunte en la primera mitad de 2016 también se toma en consideración.

En el plano más general, se trata de responder a la pregunta: ¿por qué los bajos precios del petróleo no han tenido los efectos positivos esperados sobre el crecimiento económico, al menos hasta el momento? Hay dos razones principales:

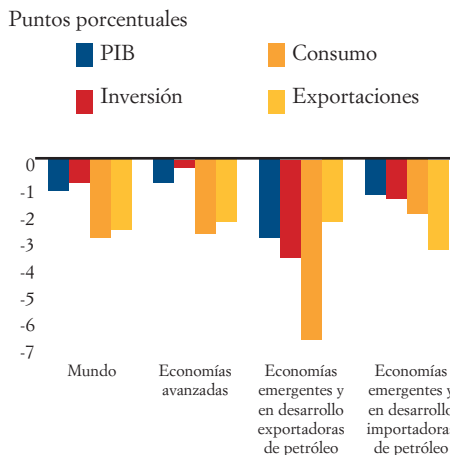
Primero, la abrupta declinación de los precios del crudo ha tensionado con severidad a los países exportadores, al afectar la confianza de los inversionistas y provocar la adopción de políticas fiscales o monetarias restrictivas. En tanto continúe el ajuste al shock del deterioro de los términos del intercambio, las agudas tensiones financieras asociadas a precios rápidamente declinantes podrían aliviarse si se restaurara cierta estabilidad en los precios.

B. Tasas de ahorro de las familias en los países importadores de petróleo

Porcentaje del ingreso disponible



A. Revisiones a las previsiones para 2016 desde junio de 2014



Segundo, los consumidores en los principales países importadores de crudo han reaccionado con precaución al mejoramiento de sus propios términos de comercio, con aumentos tanto del gasto como del ahorro precautorio. En tanto se disipan las incertidumbres sobre la perspectiva de crecimiento, el retraso del estímulo al gasto de consumo puede seguirse manifestando.

La perspectiva que el propio informe ofrece de estos dos factores no es alentadora:

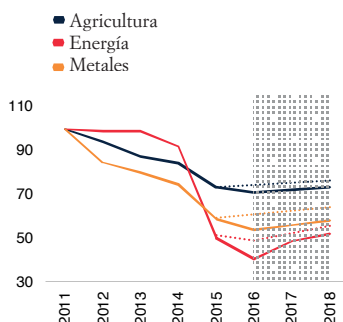
Medido al 13 de diciembre de 2016, el índice global de precios de los productos básicos de *The Economist* muestra un alza general de 14.5% en el año anterior a esa fecha. La recuperación fue muy pronunciada (29.8%) en los metales industriales, pero quedó claramente por debajo de la correspondiente al petróleo: 42.1% según la cotización del West

Texas Intermediate (WTI). Respecto del mes anterior, el índice registra una recuperación de esta última de 15.7 por ciento (The Economist, 17 de diciembre de 2016).

De acuerdo con el informe del Banco Mundial que aquí se examina, en el horizonte a 2018 se esperan trayectorias de estabilidad o leve recuperación para el conjunto de los productos básicos. La trayectoria de los precios de los energéticos es, empero, la menos favorable, como se muestra en las siguientes gráficas, tomadas del mismo documento.

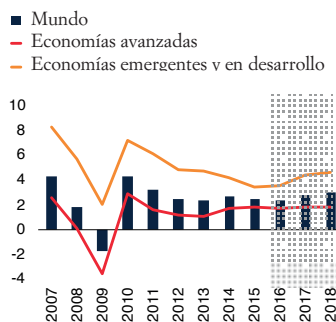
A. Previsiones de precios de los productos básicos

Dólares corrientes, índice= 100 en 2011



B. Crecimiento global

Porcentaje



Desde el capítulo inicial del informe del Banco Mundial arriba citado se subraya la continuidad e importancia de los factores de incertidumbre. Considérese la siguiente expresión:

“...la debilidad en la economía mundial ha persistido y los riesgos se han tornado más acentuados. Algunos de los peligros recesivos identificados en enero se han materializado, incluyendo un crecimiento menor al esperado en las economías avanzadas y declinaciones adicionales en los precios de las materias primas, que sólo se han corregido en parte en los meses recientes. Estos acontecimientos se han visto acompañados por más agudas incertidumbres políticas, por preocupaciones acerca de la efectividad de las políticas de estímulo monetario en algunas economías avanzadas, por el ritmo de la normalización de la política monetaria en EUA y de la capacidad o disposición de los formuladores de política para echar mano de políticas fiscales expansionistas si ello resultase necesario.”

La perspectiva inmediata del mercado

Se espera—apunta el documento del Banco Mundial—que los precios del petróleo promedien 41 dólares por barril (US\$/b) en 2016 (diez dólares menos de lo previsto en enero último) y se eleven a 50 US\$/b en 2017.

El bajo nivel y la gran volatilidad de los precios del crudo han dañado las inversiones y la actividad de exploración, sobre todo en Estados Unidos (EUA), a pesar de los esfuerzos de la industria por abatir costos e incrementar la eficiencia. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) espera una caída fuera de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de 0.8 Mbd (millones de barriles diarios) en el año, sobre todo en EUA. Sin embargo, es en los siguientes años cuando se resentirá el impacto en la producción de esas menores inversiones.

El riesgo de que los precios continúen a la baja se origina, por una parte, en una mayor resiliencia de la oferta proveniente de fuera de la OPEP y de un crecimiento de la demanda más débil del ahora previsto, por la otra. Las posibilidades de recuperación de los precios continúan dependiendo de que se alcance un acuerdo de gestión coordinada de la oferta por parte de los productores de la OPEP y otros del mundo en desarrollo—que transcurrida ya la oportunidad que representaba la conferencia de medio año de la OPEP, parece bastante remota.

Los precios del gas natural han continuado a la baja por el amplio volumen de oferta disponible, fortalecido por la nueva capacidad de licuefacción de gas natural en EUA y Australia, que mantendrá los precios deprimidos en los tres principales mercados: EUA, Europa y Asia. El excedente de producción impulsa a los consumidores a reemplazar con importaciones spot de gas barato, el combustible entregado por gasoductos con arreglo a contratos de largo plazo.

La situación de los directamente afectados

Para ajustarse a los precios deprimidos de las materias primas, los exportadores primarios, especialmente los petroleros, han acudido a políticas restrictivas de la demanda. La inversión en las industrias extractivas declinó considerablemente en 2015 y continuó debilitándose

en 2016, debido a la mayor estrechez financiera. Muchos exportadores de petróleo—Angola, Azerbaiyán, Colombia, Ecuador, Kazajistán, Nigeria y Venezuela, entre ellos—hacen frente a posiciones de cuenta corriente muy deterioradas, fuertes presiones cambiarias e ingresos fiscales a la baja. La alta inflación persistente ha llevado a los bancos centrales de algunos de ellos, como Angola, Azerbaiyán y Nigeria, a devaluar sus monedas y endurecer las restricciones cambiarias desde principios de 2016.

Posición de las corporaciones petroleras

El informe de medio año del Banco Mundial presta también atención a la circunstancia de las corporaciones petroleras. Sus señalamientos al respecto destacan lo siguiente:

- La aguda reducción de los precios del petróleo al inicio de 2016 condujo a un notable incremento de los márgenes de tasas de interés para las empresas de las industrias de hidrocarburos, que llegaron a niveles similares a los observados en 2008-09, cuando hubo peligro de default.
- Las compañías de este sector se encuentran entre las más apalancadas entre las economías emergentes. Las empresas petroleras estatales de América Latina han visto crecer sus emisiones de bonos en 80% desde 2010 y la proporción de los bonos emitidos por empresas petroleras en todo el mundo pasó de 16 a 32 por ciento del total de emisiones en igual lapso.
- La caída de los precios del petróleo ha reducido con fuerza los ingresos y abatido el valor de las garantías colaterales, debilitado las hojas de balance y planteado el riesgo de un aumento de las quiebras. Empero, la exposición de las instituciones bancarias a empresas del sector de energía no es muy elevado. En EUA, por ejemplo, los adeudos de la industria de la energía representan apenas el 6% de los activos de los mayores bancos.

LA OPEP Y LA GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO

Cualquier repaso a la geopolítica global del petróleo en los dos o tres últimos años —a partir, por ejemplo, del inicio del desplome de los precios a mediados de 2014 y hasta los recientes y un tanto inesperados altibajos de las cotizaciones— queda dominado por un hecho central: tras un largo periodo de receso, la OPEP volvió por sus fueros. Éste es, sin duda, el hecho central de la geopolítica del petróleo en 2016 y el primer cuatrimestre de 2017.

Este apartado presenta, en su mayor parte, una suerte de seguimiento y análisis cronológico del esfuerzo de los productores de la Organización y de algunos otros que decidieron colaborar con ella, para volver a equilibrar el mercado y cerrar la desastrosa etapa de caída e inestabilidad de los precios. El énfasis se coloca en los aspectos geopolíticos.

El esfuerzo de la OPEP y otros productores: seguimiento cronológico

Si nos ceñimos a ese periodo, podría decirse que todo empezó la noche del 15 de febrero de 2016 cuando trascendió que los ministros de Energía de Arabia Saudita, Rusia, Qatar y Venezuela habían alcanzado un acuerdo en principio —bajo la condición de que otros productores se unieran al mismo— que congelaría el monto de su producción petrolera en los altos niveles alcanzados en el mes inmediato anterior. Se trataba de actuar en forma conjunta para reducir el exceso de suministros y fortalecer los precios, tras algo más de 18 meses de caídas casi continuas cercanas al 75 por ciento.

El anuncio provocó un repunte inmediato pero efímero de las cotizaciones, que llegó hasta 6% al inicio de la siguiente jornada de mercado, aunque más adelante perdió impulso y concluyó, en el caso del

Brent, 3.6% por debajo del cierre del día anterior.

Todo mundo subrayó² que se trataba del primer acuerdo en quince años para limitar volúmenes de producción, en el que intervenían países de la OPEP y otros ajenos a ella, alcanzado en una reunión casi subrepticia realizada en Doha.

El ministro saudí manifestó que “mantener la producción al nivel de enero es adecuado en una situación del mercado en que la oferta se reduce por los niveles de precio prevalecientes y [existe] una demanda al alza”. Su colega de Rusia subrayó la condición de que otros productores secundasen la iniciativa y el de Qatar advirtió que atraer a otros productores grandes “podría resultar complicado”. Los analistas estimaron que esta prevención provocó que la fuerte alza inicial de las cotizaciones, se atemperara a lo largo de la jornada. Un anuncio conjunto ruso-saudí parecía improbable en momentos de agudas tensiones bilaterales por el conflicto en Siria —como también se observó.

No es sencillo explicar por qué esos cuatro ministros decidieron establecer la congelación en los niveles alcanzados en enero, excepto por el hecho de que, siendo el mes inmediato anterior, permitía eludir la búsqueda —complicada y quizá interminable— de un lapso de referencia óptimo. En enero de 2016, el abasto proporcionado por la OPEP resultó superior en 1.7 Mbd al observado un año antes —por lo que podía argüirse que incorporaba ya cierta recuperación de la participación de la OPEP en el mercado. En cambio, los competidores de fuera de la Organización habían perdido terreno, pues en enero de 2016 mantenían niveles absolutos próximos a los alcanzados un año antes.

En las semanas siguientes al anuncio de Doha se produjeron diversos acontecimientos en seguimiento de la iniciativa. Destacaron los siguientes:

- Dos días después del anuncio, el ministro de Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, recibió en Teherán a sus colegas de Qatar y Venezuela —acompañados del ministro de Irak, que no había participado en la reunión inicial, y en ausencia de los de Arabia

2 Por ejemplo, “Saudis and Russia agree oil output freeze, Iran still an obstacle”, Reuters; “Saudi Arabia and Russia ministers agree oil production freeze”, *Financial Times*, y “Russia and 3 OPEC Members Agree to Freeze Oil Output”, *The New York Times*, notas aparecidas el 16 de febrero en las respectivas páginas web.

Saudita y Rusia, que sí habían acudido. Contra la expectativa de los medios, Irán no rechazó la iniciativa, sino que ofreció una bienvenida cautelosa, que no incluía compromiso alguno de congelamiento de su propia producción. Sin embargo, la lectura de la cuidadosa reacción iraní fue positiva y se interpretó que no opondría obstáculos a un posible entendimiento de otros exportadores.³

- En una importante reunión de la industria petrolera, celebrada en Houston a mediados de febrero, el ministro de Petróleo saudí se esforzó por diferenciar la iniciativa de Doha — consistente en congelar la producción al nivel de enero si suficientes exportadores se unían a la misma— de los esfuerzos tradicionales de control de oferta que la OPEP solía practicar. Estos últimos quedaban fuera de consideración, pues, en opinión del ministro al-Naimi no existe confianza de que se cumplan los compromisos de reducción y sólo sirven para que otros exportadores se apropien de segmentos del mercado (Mayer, *et al.*, 23 de febrero de 2016).
- En cambio, la idea de la congelación, adoptada en Doha, debía significar “el inicio de un proceso”. Anunció que éste se llevaría adelante en marzo, cuando esperaba conversar con otros productores. Además, declaró que los productores de alto costo enfrentaban opciones difíciles: “reducir costos, contratar deuda o entrar en liquidación” (Hume, *et al.*, 2 de marzo de 2016).
- A principios de marzo hubo otras manifestaciones alrededor de la iniciativa de Doha: por una parte, el ministro venezolano, Eulogio del Pino, señaló que “más de 15 países habían

³ Irán respalda cualquier medida que se oriente a estabilizar el mercado y mejore el precio del petróleo crudo”, declaró el ministro. Su entorno aclaró que lo anterior no podía interpretarse en el sentido de que detendría la recuperación del volumen de sus exportaciones tras las sanciones. Véase, Anjali Raval et al, “Iran gives oil plan cautious welcome”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 (http://www.ft.com/intl/cms/s/0/29621c84-d562-11e5-829b8564e7528e54.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt)

manifestado su disposición de participar en una reunión en la que se discutiría la congelación propuesta”, sin señalar sede o fecha para la misma. Por otra parte, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, declaró que “en principio, ya existía un acuerdo para mantener la producción de 2016 en los niveles alcanzados en enero”, al tiempo que se buscaba ampliar el apoyo al mismo por parte de otros productores.

Con especial expectativa se esperó una reunión del ministro ruso con su colega iraní prevista para mediados de marzo. Alexander Novak y su contraparte se encontraron en Teherán.

Las informaciones que emergieron⁴ resultaron un tanto desconsoladoras, al menos a la luz de la positiva lectura de la actitud iraní antes mencionada. Fue notable el cambio de tono del ministro iraní: tras haber utilizado expresiones amables aunque no comprometedoras el mes anterior, acudió a expresiones fuertes. Según diversas versiones, Zanganeh habría demandado “ser dejado en paz”, mientras su país volvía a alcanzar sus niveles históricos de producción. En esencia, la posición de Irán fue la de que mantendría los aumentos de producción hasta llegar a 4 Mbd, el llamado nivel histórico previo a las sanciones. Se estima que Irán produjo en febrero de 2016, 3.22 Mbd, de suerte que existía un amplio margen por cubrir, del orden de 800 Mbd, lo que podría llevar algún tiempo. Por otra parte, en tanto más se acerque al nivel deseado, los incrementos adicionales necesarios para alcanzarlo serían más demorados y más costosos.

El ministro iraní concluyó, como lo reportó la BBC, que “cuando hayamos alcanzado ese nivel de producción, podremos cooperar” con otros productores. Antes del encuentro había circulado la idea de ofrecer a Irán un arreglo *ad hoc*, habida cuenta del daño sufrido por las sanciones. Empero, la exigencia de sólo considerar su adhesión al acuerdo de congelación tras haber alcanzado el nivel de 4 Mbd fue considerada un tanto extrema.

Poniendo buena cara ante el mal tiempo, el ministro Novak calificó

4 Véanse, *inter alia*, Neil Hume et al, loc cit, y “Oil Price falls as Iran rejects output price deal”, *BBC News*, 14 de marzo de 2016 (http://www.bbc.com/news/business-35801732?ocid=global_bbccom_email_15032016_business).

de comprensible la posición de Irán y dio a entender que los demás productores deberían esforzarse en cooperar en defensa de los precios.

De esta suerte, a mediados de marzo, la moneda estaba en el aire. En general, el sentimiento prevaleciente entre los analistas no consideraba alta la probabilidad de alcanzar un entendimiento alrededor del inicio de la primavera.

Otro punto de vista

No abundaron los análisis de la iniciativa de congelación del monto de producción al nivel de enero.

Uno de los pocos sostuvo que, de aplicarse, esta restricción de oferta tendría como resultado colocar a los precios en una banda alrededor de 30 US\$/b, “nivel al que sería muy escaso el incentivo para realizar nuevas inversiones en exploración y producción y se sembrarían las semillas de otra era de escasez de suministros” (Mosbacher, 14 de marzo de 2016); o, podría decirse, de un nuevo ciclo de mercado.

El autor, Chief Executive Officer (CEO) de una compañía independiente de E&P en EUA, consideró que “esta escasez quizá dé como resultado un repunte de precios mucho más agudo... que estimularía grandes inversiones en exploración”, para atender la nueva demanda.

Concluyó que “sería preferible reducir la volatilidad y defender un rango de precios razonable, pero no tan alto que estimule los proyectos más costosos en yacimientos *shale* y en aguas profundas”. Habría que orientar la cooperación a lograr un rango de 40 a 60 US\$/b.

Parece que los productores *shale* de EUA temieron, desde el principio, tanto al éxito como al fracaso de la iniciativa de Doha y prefirieron la búsqueda de la estabilidad del mercado.

El fiasco de Doha y sus secuelas

Con el anuncio del acuerdo de congelar la producción, se abrió una perspectiva que fue tema constante de debate en los círculos petroleros y políticos internacionales. Las primeras acciones y reacciones, muy

inmediatas, apuntaron en direcciones diversas —con predominio de las que —como ya se ha dicho— expresaban reservas respecto de la viabilidad política de la iniciativa o dudas acerca de su eventual efectividad, en caso de ser aprobada.

A lo largo de marzo y a principios de abril, continuó la marcha hacia una reunión en Doha, programada para el domingo 17 de este mes, y sus derivaciones económicas y geopolíticas siguieron siendo tema de animado debate.

En realidad, el proceso institucional hacia Doha, por llamarlo de algún modo, fue en extremo informal y dependió, más que de una conducción única —del país sede, Qatar, o de los cuatro proponentes— de acciones independientes, carentes de coordinación.

Entre otras, destacaron las actitudes de los dos protagonistas:

- Los funcionarios saudís o sus voceros enviaron señales contradictorias. En algún momento se mostraron favorables a admitir que Irán no formase parte del acuerdo de congelación; al menos por algún tiempo, mientras reconstruía su participación en el mercado, siempre que no fuese demasiado lejos o demasiado rápido. A principios de abril, sin embargo, el poderoso vice-príncipe heredero declaró al *Financial Times* (10 de abril) que la colaboración de Irán era una condición sine qua non para el acuerdo. Hubo también informaciones de que el gobierno saudí o las empresas de almacenaje y transporte de crudo pusieron discretos obstáculos al movimiento de crudo de Irán, con el objetivo no confesado de disminuir o demorar el regreso al mercado de esos suministros.
- El ministro y otros funcionarios iraníes fueron también confusos, quizá de manera deliberada, con el argumento de que habían iniciado apenas su retorno al mercado, después de las sanciones. En un primer momento, al tiempo que expresaban simpatía por la iniciativa, declaraban no estar en condiciones de sumarse a la misma, por la razón ya citada. Más adelante, alegaron sentirse acosados y endurecieron su posición de

rechazo. En vísperas de la reunión de Doha se anunció que el ministro de Irán no acudiría a la misma, aunque no se descartó la presencia de una delegación iraní.

La única reunión multilateral, preparatoria del encuentro de 17 de abril en Doha, fue algo muy parecido a un fracaso. Tuvo lugar a principios de abril en Quito, a instancias tanto de Ecuador como de Venezuela. El ministro ecuatoriano visitó los exportadores latinoamericanos para convocarlos. A la cita de Quito acudieron sólo tres delegaciones presididas por ministros —las de los dos convocantes, Ecuador y Venezuela, así como la de Colombia— y dos más encabezadas por funcionarios de menor rango: Bolivia y México.

Tras dos horas de reunión, el encuentro terminó con una declaración de cuatro párrafos en la que se omitió la palabra ‘congelamiento’ y no se especificaron las medidas propuestas (El Comercio, 8 de abril de 2016).

En México, la Secretaría de Energía divulgó un boletín informativo en el que anunció que “asiste México a reunión de ministros de Energía en Quito en calidad de observador”. Es curiosa esta precisión pues es evidente que se trataba de un encuentro informal en el que no había ‘participantes’ u ‘observadores’. El boletín contiene una ‘confesión no pedida’, que pone de relieve, si no la ‘culpabilidad manifiesta’, al menos la ambivalencia con que las autoridades mexicanas abordan la relación con los gobiernos de otros exportadores de petróleo. Reza el boletín:

Es importante destacar que la producción nacional de crudo disminuyó más de 1 millón de barriles al día en los últimos once años, para situarse hoy cerca de los 2.22 millones, en contraste con los 3.38 registrados en 2004. Adicionalmente, los ajustes presupuestales y la situación actual de los precios del crudo implicarían una reducción adicional de aproximadamente 100 mil barriles día al cierre de 2016. Por estas razones se considera que México no ha impactado la sobre-oferta que actualmente se observa en el mercado mundial de crudo (SENER, 8 de abril de 2016).

Con esta coartada se presentaría México en Doha: Que no se le pidan mayores reducciones del volumen de producción, ya ha hecho suficientes, aunque de forma involuntaria.

El Ministerio de Energía e Industria de Qatar informó que se esperaba la participación en el encuentro de Doha de alrededor de 15 países, tanto

de la OPEP como de fuera de ella, “que aportan aproximadamente el 73% de la producción mundial”.⁵

En vísperas del encuentro de Doha predominaron las previsiones negativas respecto, sobre todo, a la posibilidad de que un número suficiente de exportadores importantes asumiera la iniciativa de congelación de la producción, así como del efecto real que congelarla, más que abatirla, tendría sobre el comportamiento del mercado y los precios.

En este sentido, la AIE apuntó que “...si se decide congelar la producción, más que reducirla, será limitado el impacto sobre los suministros físicos de aceite” y, por tanto, de los precios (IEA, 2016).

A su vez, el conocido y prestigiado experto Daniel Yergin consideró, por una parte, que en tanto Irán no aclarase su posición respecto del volumen que desea exportar sería muy difícil acordar una congelación. Por otra, consideró que la actitud de Arabia Saudí respecto del petróleo se ha transformado:

Recuerdo cuando la palabra de orden era: preservar el petróleo para nuestros nietos. Ahora, los nietos se han hecho cargo y ven las cosas de manera muy diferente. Ya no lo consideran un recurso precioso, sino que se preguntan cuál es la mejor manera de monetizarlo.

Arabia Saudita reasume el protagonismo

Es probable que detrás del mayor acontecimiento geopolítico en el mundo petrolero internacional en 2016 —y quizá en un período más amplio— se encuentre la clara e inequívoca reasunción, por parte de Arabia Saudí, de un abierto rol de liderazgo explícito de los países petroleros, tanto los reunidos en la OPEP como otros grandes exportadores del mundo en desarrollo, ejercido sin remilgos ni reticencias.

En lo inmediato, ese fenómeno se advirtió desde mediados de abril, cuando provocó el fiasco de la primera reunión en varios decenios de productores de la OPEP y ajenos a ella orientada a acordar algún mecanismo de control de la oferta.

⁵ Se entendía que, además del país sede, asistirían: Argelia, Arabia Saudí, Bahrein, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Kuwait, Nigeria, Omán, Rusia y Venezuela. “Qatar says mood ‘positive’ ahead of April 17 oil producers meet in Doha”, *Gulf Times*, 13 de abril de 2016 (http://www.gulf-times.com/story/488619/Qatar-says-mood-positive-ahead-of-April-17-oil-pro#section_178).

*Secuelas del fiasco de Doha*⁶

Desde el 17 de abril mismo, cuando se confirmó que no habría acuerdo, los analistas coincidieron en señalar que la imposibilidad de alcanzar un consenso se originó en un súbito giro de la posición saudí, anunciado a regañadientes por el entonces ministro de Petróleo, Alí al-Naimi, según el cual la participación de Irán y su disposición a congelar también el volumen de su producción eran condiciones sine-qua-non para el entendimiento.

Tanto por la reiterada y bien conocida oposición iraní a limitar ahora su producción como por la ausencia en Doha de una representación ministerial de Irán, era claro que tal exigencia sería imposible de satisfacer y equivalía al fracaso de la reunión.⁷

Tanto delegados como analistas expresaron sorpresa que se viniese abajo un acuerdo que se daba por ya asegurado, según el tenor de las conversaciones previas. El azorado anfitrión, el ministro de Energía de Qatar, sólo declaró que las consultas se reanudarían alrededor de la siguiente reunión de ministros de la OPEP a principios de junio.

Tanto como el giro de la posición saudí, llamó la atención que el cambio se haya producido por encima de la autoridad del ministro al-Naimi, jefe de la delegación saudí, y haya sido abiertamente atribuido a una decisión tomada en Riad por el aparentemente todopoderoso segundo príncipe heredero, ministro de Defensa y responsable de la reforma económica, el príncipe Mohammed bin Salman. Se adujo que se trataba de no dejar duda respecto de la negativa saudita a permitir acuerdos que pudieran considerarse como favorables a Irán.

Una prueba adicional del predominio del príncipe bin Salman se produjo semanas después con el fulminante cese del ministro al-Naimi, anunciado el 8 de mayo. Por más de dos decenios, al-Naimi había sido la autoridad indiscutible en materia petrolera, llevando adelante una

6 Véanse “El esfuerzo de concertación de los productores: segunda parte” (pp 11-14) y “Flash del 17 de abril: el fiasco de Doha” (p inicial), ambos en “Mercado petrolero mundial: ¿se han empezado a alinear los astros?”: http://www.pued.unam.mx/archivos/opinion/Mercado_petrolero_Se_han_empezado.pdf

7 Entre las numerosas crónicas sobre la reunión de Doha, es especialmente ilustrativa: Stanley Reed et al, “Major Oil Exporters Fail to Agree on Production Freeze”, *The New York Times*, 17 de abril de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/04/18/business/energy-environment/major-oil-exporters-fail-to-agree-on-production-freeze.html?emc=eta1>)

tradición de ministros petroleros que conservaban sus cargos por períodos largos.⁸ Con su salida, se modificó también el nombre del ministerio: de Petróleo y Recursos Minerales, a Energía, Industria y Recursos Minerales, subrayando que se espera un menor énfasis en los hidrocarburos y uno mayor en otras fuentes de energía, incluidas las renovables.

Lo sustituyó un antiguo ministro de Salud, quien también fue ejecutivo de Aramco, cuya ficha biográfica oficial, divulgada por la embajada saudí en Washington, consigna:

Ministro de Energía, Industria y Recursos Minerales, Khaled bin Abdulaziz Al-Falih, con grado en ingeniería mecánica por la Texas A&M University (1982) y maestría en la King Fahd University of Petroleum and Minerals (1991). En 2007 y 2008 fue vicepresidente ejecutivo de operaciones de SaudiAramco, de 2009 al 29 de abril de 2015 presidente y CEO de la propia SaudiAramco y, de esta fecha a abril de 2016, ministro de Salud.

En las primeras jornadas de mercado después del fiasco de Doha se temió una fuerte repercusión negativa sobre las cotizaciones del crudo. No fue así. En la segunda mitad de abril los crudos marcadores se afirmaron o fortalecieron, alimentando una ola de cierto optimismo. Hubo, desde luego, muchos factores en juego.

La conferencia ministerial de medio año

La conferencia de medio año de la OPEP se efectuó el jueves 2 de junio en Viena, sede de la OPEP. En la superficie, parece haber sido una de las reuniones más tersas de que se tenga memoria. Empero, tras el velo de extrema complacencia que exudó el comunicado, se advirtieron tensiones y no pocos enfrentamientos.

El comunicado de la conferencia

Los principales elementos de fondo recogidos en el comunicado de la conferencia (OPEC, 2016a) ofrecieron una visión marcadamente complaciente, en la que destacaron apreciaciones como las que siguen:

- Oferta no-OPEP en declinación en 2016, del orden de 750 Mbd;

⁸ Tal fue el caso de Ahmed Zaki Yamani, ministro entre 1962 y 1986, que adquirió celebridad mundial durante la 'época de oro' de la OPEP.

- Demanda global al alza: por 1.5 Mbd en 2015 y por 1.2 Mbd adicionales en 2016, de acuerdo con los estimaciones
- Precios variables con tendencia desigual a la recuperación
- Crecimiento de los inventarios comerciales sobre el promedio pero más moderado
- En suma, “el mercado se mueve hacia el equilibrio”.

En opinión de la conferencia, la coordinación entre los miembros de la OPEP y los productores ajenos a ella resultaba imperativa para asegurar la estabilidad en el mercado global, para obtener un nivel de ingreso razonable y sostenible para los productores, así como un suministro estable, confiable, eficiente y económico para los países consumidores y rendimientos adecuados para los inversionistas.

El comunicado de la conferencia subrayó también que “los desafíos relacionados con el ambiente y el cambio climático son motivo de preocupación” para todos sus miembros, que “se encuentran comprometidos con el respaldo al desarrollo sustentable y reconocen la trascendencia de continuar mejorando las credenciales ambientales del petróleo, tanto en su producción como en su uso”.

La reunión de fin de año de la conferencia de la OPEP quedó convocada para el miércoles 30 de noviembre de 2016, en la sede de la Organización en Viena.

La opinión de los analistas

Las opiniones y apreciaciones difundidas en los medios informativos tras la conferencia de medio año de la OPEP tuvieron varios comunes denominadores.

Por una parte, algunos analistas subrayaron la ausencia de acuerdo en materia de control de la producción. Teniendo en cuenta la expectativa, abierta después del fiasco de Doha, de que en Viena se retomase el esfuerzo, algunos hicieron notar la falta total de referencias a este

particular⁹.

En realidad, dado el más o menos favorable comportamiento de los precios desde esa fallida reunión, parecía en extremo improbable que el tema fuese a ser planteado nuevamente, aunque no puede descartarse que algunos países en severas dificultades, como Nigeria y Venezuela entre otros, lo hayan suscitado.

Sin duda, la otra cuestión que atrajo la atención de los comentaristas fue la primera aparición en las conferencias de la OPEP del nuevo ministro saudita, ya no del Petróleo, sino de Energía, Industria y Recursos Naturales. Se hicieron notar las diferencias de su conducta pública, respecto de los hábitos de su predecesor. Un analista subrayó que, en tanto al-Naimi solía caminar por los alrededores de la sede de la conferencia, dando oportunidad a que los periodistas se acercasen a entrevistarlo, al-Falih se mueve de manera menos pública y es menos accesible (“deja el hotel por la puerta de atrás”, anotó un periodista). En esta primera ocasión se esforzó por proyectar una imagen conciliadora, abierta al diálogo con sus contrapartes: arribó a Viena tres días antes para multiplicar estos contactos.

Habría que señalar, entre otros temas, que la ‘nueva estrategia saudita’, relacionada con su propia política nacional de desarrollo y la relación de ésta con la OPEP, constituyó el más importante de los subtextos que fluyeron en los substratos de la Conferencia de Viena.

Por ejemplo, como anotó Anjil Raval en el *Financial Times* del 9 de junio:

“En la Conferencia de la OPEP a principios de junio, el ministro saudí afirmó que el mercado se encuentra ‘descubriendo su nivel de equilibrio’. Esperaba —dijo— que ese nivel fuese ‘moderado’: adecuado para inducir inversiones suficientes que permitan satisfacer la demanda, ‘pero no inversión excesiva, al punto de generar de nuevo el sobre abasto y el exceso’. El ministro al-Falih considera que el nivel de 50 US\$/b quizá no sea suficiente para estimular el gasto de capital de las corporaciones: ‘pienso que debería ser algo superior a eso’. ‘Ya ensayamos con el nivel

⁹ Véase “Secuelas del fiasco de Doha”, *Mercado petrolero mundial: del fiasco de Doha a la nueva agenda saudí*, Programa Universitario de Estudios del Desarrollo, UNAM, México, 15 de mayo de 2016, pp 1-2 (http://www.pued.unam.mx/archivos/opinion/Mercado_petrolero_Del_fiasco.pdf)

de 100 a 110 US\$/b y encontramos que daba lugar a una oferta excesiva.’ El precio ideal para el ministro saudí se situaría ‘entre esas dos cotas’.

La perspectiva de cooperación entre productores que se reafirma en el comunicado de la OPEP, creó una sensación de unidad y disminuyó las preocupaciones de que el reino se dispusiera a inundar los mercados como parte de la defensa de su grado de participación. “La OPEP parece más bien encaminada a inducir con suavidad al mercado hacia ese nuevo equilibrio y hacia la recuperación de los precios” (Raval, 9 de junio de 2016).

Las consultas de Argel: nuevo intento de concertación

Desde que a principios de agosto, el presidente de la OPEP y ministro de Energía e Industria de Qatar propaló que los miembros de la Organización celebrarían un encuentro informal entre ellos y algunos países exportadores ajenos a la OPEP, al margen del 15º Foro Internacional de Energía, que se reuniría en Argel del 26 al 28 de septiembre, se creó una expectativa en el mercado petrolero que recordó la vivida en la primavera anterior, alrededor de las finalmente fallidas consultas de Doha.

La situación de las cotizaciones internacionales del petróleo era ya muy diferente al acercarse el fin del verano, de la que prevaleció al comienzo del año. A pesar de la falta de concertación entre los productores, otros factores provocaron un alza inestable y fluctuante en los cinco primeros meses del año. Ésta se debilitó en junio y el mes siguiente se convirtió en claro descenso, interrumpiéndose así una secuencia de cinco cierres mensuales al alza. En agosto regresó el ascenso, insuficiente para superar los niveles alcanzados en junio por los tres crudos marcadores.

En el comunicado oficial de la OPEP (OPEC, 2016a) que anunció las consultas, se mantuvo un tono positivo sobre la expectativa de mercado: calificó de “temporal” el debilitamiento de las cotizaciones en julio y manifestó confianza en su recuperación, impulsada por el aumento estacional de la demanda ante el inicio de la temporada invernal en el hemisferio norte.

No dejó de llamar la atención el énfasis en la buena perspectiva del mercado en un anuncio de consultas orientadas a buscar acciones

concertadas entre productores de dentro y fuera de la OPEP para apuntalar las cotizaciones. Se supuso que la OPEP no deseaba volver a actuar demasiado tarde o bajo presión excesiva.

Tal parece haber sido la lectura de los mercados del anuncio de las consultas de Argel. En las siguientes semanas menudearon los anuncios, los rumores y las especulaciones; tanto como las fluctuaciones de los precios.

Algunas muestras:

- Desde mediados de agosto se registró una señal positiva del ministro saudita de Energía e Industria, Kahlid al-Falih. “Si se requiere adoptar alguna acción para contribuir a reequilibrar el mercado, desde luego que actuaremos en cooperación con la OPEP y otros grandes productores no-OPEP”, dijo. La declaración provocó una elevación al menos momentánea de las cotizaciones de crudos ligeros, dulces para septiembre en el mercado de Nueva York y del Brent para octubre en Londres (Dittrick, 12 de agosto de 2016).
- Al explicar a los medios que la producción de Nigeria había descendido a sólo 1.56 Mbd debido a acciones de guerrillas, el ministro de Petróleo de Nigeria, Emmanuel Ibe Kachikwu, consideró improbable que se acordase reducir los volúmenes de producción de crudo, si bien las consultas informales de fines de septiembre en Argel “pueden contribuir a afianzar los precios” (Dittrick, 19 de agosto de 2016).
- En momentos en que Irak se esforzaba por elevar al máximo su producción, su primer ministro, Haider al-Abadi, recordó que en la reunión de la OPEP la delegación iraquí se había manifestado a favor de congelar el monto de producción de crudo, por lo que ahora apoyaba a los que proponían establecer un tope, sin comprometerse a participar de modo formal en la iniciativa (Sheppard, 30 de agosto de 2016).

- Desde Vladivostok, a principios de septiembre, en una entrevista *ad-hoc*, el presidente de la Federación Rusa, Vladimir Putin, expresó su esperanza de que los países que extraen la mitad de la producción mundial de crudo puedan llegar a un acuerdo para congelar la oferta y sean capaces de resolver las diferencias acerca de la participación de Irán. “Desde el punto de vista de la lógica y del sentido económico, lo correcto sería encontrar alguna fórmula de compromiso. Espero que todo mundo entienda que esto es necesario para [el mercado] de energía mundial.” Putin abogó por Irán: “Está partiendo de una posición muy baja, derivada de la conocida situación de las sanciones. No sería justo dejarlo a un nivel provocado por las sanciones”, concluyó (Arkhipov, *et al.*, 2016).
- Durante la ‘cumbre’ del G20 en Hangzhou, a principios de septiembre, los jefes de delegación de Arabia Saudita, el segundo príncipe heredero y ‘zar’ de las cuestiones económicas y petroleras del reino, Mohammed bin-Salman —aludido en los despachos noticiosos como MBS— y de Rusia, el presidente Vladimir Putin, mantuvieron reuniones bilaterales relacionadas con el mercado petrolero internacional. De acuerdo con una de las crónicas, (Sheppard & Farchy, 6 de septiembre de 2016), estuvieron a punto de convenir en un esquema para reducir la oferta de petróleo en los mercados, cuyo exceso probablemente provocó la caída de los precios en los dos años anteriores. Conviniere, sin embargo, en que el control de la oferta no era sino una de las posibles estrategias para conseguir tal objetivo y acordaron establecer un grupo de trabajo que analizara las diferentes opciones, con vistas a las consultas de Argel, a finales de septiembre, en las que ambos países participarían. “La noticia de la posible cooperación [ruso-saudita] disparó inicialmente los precios... aunque la falta de acuerdo específico provocó un nuevo debilitamiento” al final del día. De cualquier modo, en el mercado se reconoce que la cooperación entre los dos

mayores exportadores de crudo es indispensable para cualquier entendimiento de restricción de oferta y fortalecimiento de los precios.

- Al margen de una reunión de la industria en Singapur, el director de Asuntos Internacionales de NIOC, la corporación petrolera nacional de Irán, Moshen Ghamzari, informó que su país alcanzaría en breve el nivel de producción pre-sanciones. “Ahora estamos aún por debajo, pero ya cerca. Antes de las sanciones excedíamos los 4 Mbd, entre 4.1 y 4.2. Ahora estamos en 3.8.” Se entiende que rebasar el nivel previo condiciona la posible participación de Irán en un acuerdo de congelación del nivel de la producción. Días antes, el ministro Zanganeh había apoyado con cautela la idea al declarar que Irán desearía ver un rango de precios de 50 a 60 dólares por barril (Hume, 7 de septiembre de 2016).
- En una acción que podría considerarse un preparativo formal de las consultas de Argel, el 6 de septiembre se reunieron en Doha los ministros de Qatar y Argelia y el secretario general de la Organización (OPEC, 2016b)¹⁰, acompañados por los directores de las compañías petroleras estatales —Qatar Petroleum y Sonatrach. Discutieron las formas en que la Organización y sus miembros pueden responder a los desafíos que plantea la coyuntura del mercado y su perspectiva. El ministro catari expresó “la importancia de realizar esfuerzos entre los productores de petróleo para llegar a un acuerdo sobre la futura producción y contribuir así a aliviar el persistente excedente de inventarios y asegurar volver a balancear el mercado.”
- El principal asesor en materia de energía del candidato

¹⁰ Diversos periódicos y revistas impresos en español escriben ahora “Catar” para designar al emirato con arreglo a la ortografía castellana. Naciones Unidas aún no adopta esta forma en su lista oficial en español de los países miembro. En estos documentos seguirá usándose la ortografía del nombre oficial: Qatar. Parece ser lo que corresponde hacer en México, donde tampoco se acepta la ortografía estándar castellana: Méjico.

presidencial del Partido Republicano de EUA, el empresario Harold Hamm —funcionario ejecutivo jefe y propietario mayoritario de Continental Resources, uno de los mayores productores mundiales de *gas shale*, y a quien se consideraba como posible secretario de Energía en un eventual gabinete de Trump— abogó por un acuerdo entre Arabia Saudita y Rusia, en las consultas de Argel a finales de septiembre, de una manera que fue considerada insólita. También dijo esperar que, a través de la restricción de la oferta, se consiga la recuperación de los precios internacionales del petróleo y el gas natural. Hamm señaló también que EUA ya ha cumplido con su aporte al esfuerzo de reducción de la oferta, pues numerosas empresas estadounidenses disminuyeron sus niveles de producción en los dos últimos años, en los que ha ocurrido el desplome de las cotizaciones internacionales. “Considero que ha llegado el momento de un acuerdo”, declaró el empresario. “Los productores estadounidenses ya han recortado. Hemos hecho nuestra parte. Tiene mucho sentido establecer ahora una congelación de la producción”, señaló. (Hume, *et al.*, 8 de septiembre de 2016) Resultó, sin duda, sorprendente que el vocero de un candidato republicano abogase por interferir en el mercado y que, como respuesta, un vocero demócrata advirtió: “Pedir a los dos mayores productores de petróleo que manipulen el mercado y apunten los precios es una medida miope, que puede volverse contraproducente”.

En suma, a mediados de septiembre, parecía estar instalado el escenario para el segundo esfuerzo de concertación de 2016 entre los productores de petróleo, dentro y fuera de la OPEP. No eran muchos los analistas que se sentían optimistas y que esperaban un acuerdo significativo a finales de septiembre en la capital de Argelia.

La OPEP vuelve por sus fueros

Si como considera un buen número de analistas, la *ultima ratio* de un cártel es el control de la oferta, como herramienta para manejar la formación de los precios, habría que convenir que la OPEP, si no ya fenecida, apenas hibernaba.

Desde 2008 —año que parece tan distante en el tiempo como extendido, casi interminable, ha parecido el lapso de estancamiento continuo en que desembocó la crisis financiera de aquel año— no se atrevía a convenir en una acción colectiva para limitar el volumen de crudo lanzado a los mercados, a pesar de la evidencia de que esa oferta era excesiva y contribuyó, primero, al deterioro imparable de las cotizaciones y, tras año y medio angustioso, a una recuperación inestable, reticente, débil e insuficiente, a lo largo de 2016.

En septiembre, tras más de dos años de ‘estrategia saudita’, la OPEP volvió por sus fueros o anunció estar dispuesta a hacerlo antes de fin de año. El anuncio de Argel se recibió con los fastos y las preocupaciones que suelen acompañar a las resurrecciones.

La primera de muchas sorpresas consistió en que la OPEP celebró en Argel, no las consultas informales que todos esperaban,¹¹ sino una conferencia formal: la CLXX extraordinaria. O, mejor dicho, celebró una reunión consultiva seguida de la formal, ambas el 27-28 de septiembre. Es evidente que, dada la trascendencia de los asuntos en juego — que entrañaban una revisión a fondo de la estrategia de mercado de la Organización— se prefirió la formalidad y la solemnidad de una Conferencia a seguir la práctica de las consultas informales que, al menos en Doha la primavera de 2016, dejaron tan mal sabor de boca.

El retorno del cártel no pudo ser más inopinado, como inesperado el abandono de la ‘estrategia saudita’, que por 18 meses dominó el mercado desde la óptica de los grandes productores. *In nuce*, esa estrategia consistió en dejar de lado la defensa de los precios para concentrarse en mantener o elevar la participación en el mercado de los productores, vía producción adicional.

11 Véase “Las consultas de Argel: un nuevo intento de concertación”, *Mercado petrolero internacional*, UNAM, PUED, septiembre de 2016, pp 1-5 (www.pued.unam.mx).

Se aplicó a conciencia: al comenzar el otoño, las cifras de producción de varios productores OPEP —como Arabia Saudita, Iraq y, si se consideran las sanciones, Irán— se elevaban casi a máximos históricos¹² y algo similar ocurría con algunos otros productores, como Rusia.

La agencia Reuters había reportado que la Organización obtuvo una producción récord de 33.6 millones de barriles diarios en septiembre, en tanto que la de Rusia, según cifras oficiales, alcanzó los 11.11Mbd, con alza de 4% en el mes, monto que representa un máximo en la era pos-soviética (*Financial Times*, 3 de octubre).

La ‘estrategia saudita’ se llevó a la práctica a un costo muy elevado: en junio de 2014, los exportadores de la OPEP necesitaban colocar en el mercado 905 mil barriles de crudo para obtener ingresos por US\$ 100 millones; año y medio después, en enero de 2016, el volumen a colocar para obtener igual ingreso nominal ascendió a 4.4 millones de barriles; a fines de septiembre, para conseguir ese provento, la OPEP necesitaba colocar cerca de 2.4 millones de barriles.

En ese período se consiguió ‘romper la espalda’ de los productores de crudo no convencional de EUA, interrumpiendo el imparable ascenso de su producción y obligándolos a suspender inversiones o a diferirlas *sine die*, lo que sin duda afectará su capacidad de producción en la segunda mitad de este decenio y, quizá, la primera del que sigue.

Sin embargo, el costo pagado por todos los exportadores fue excesivo, a todas luces excesivo. PEMEX bien puede dejar constancia.

Entre los países petroleros más afectados se cuenta Arabia Saudita misma, si bien ello no formaba parte de los cálculos iniciales. Como se ha señalado en varios análisis, las finanzas públicas — muy dependientes del petróleo— fueron lastimadas y forzaron la adopción de reducciones del

12 En un informe mensual sobre el mercado, la Agencia Internacional de Energía señaló: “[...] la producción de crudo de la OPEP aumentó en 160 Mbd para alcanzar en septiembre un máximo histórico de 33.64 Mbd, pues la extracción de Irak llegó a niveles récord y se produjo la reapertura de los puertos de Libia. La oferta del grupo se situó 900 Mbd por encima de 2015...” (“IEA Releases Oil Market Report for October”, Press release, París, 11 de octubre de 2016: <https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2016/october/iea-releases-oil-market-report-for-october.html>). La Organización de Países Exportadores de Petróleo, en su reporte mensual expedido el 12 de octubre, ofreció estimaciones ligeramente menores y no habló de ‘récord históricos’: “La producción de crudo de la OPEP, de acuerdo con fuentes secundarias, se incrementó en septiembre en 22 Mbd para alcanzar un promedio de 33.39 Mbd”—informó. (“OPEC Monthly Oil Market Report – October 2016”, p 3: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20October%202016.pdf).

gasto presupuestado y de las erogaciones en importaciones de todo tipo, desde artículos de lujo hasta esenciales. Se redujeron los salarios de los servidores públicos en prácticamente todos los niveles. Se piensa hasta en privatizar segmentos de Aramco, la legendaria empresa petrolera del reino.¹³

En algún comentario se sostiene que, al igual que la adopción de la ‘estrategia saudita’ hace dos años y medio fue impulsada por el gobierno saudí, su abandono lo decidió también Riad y hubo de ser aceptado por los demás asociados.

La situación del mercado se resume en el comunicado de la Conferencia en trazos precisos: las presiones enfrentadas han provenido sobre todo de la oferta y han provocado la reducción de los precios a más de la mitad; los ingresos de los países exportadores y de las corporaciones petroleras se han visto severamente afectados; la industria petrolera ha resentido fuertes reducciones en gastos de capital y en personal ocupado, lo que puede dar lugar a que no pueda satisfacer la demanda futura y se comprometa la seguridad energética; los desmesurados niveles de existencias, tanto de crudo como de productos, ensombrecen una perspectiva de mercado que debía ser alentadora por los incrementos de demanda previstos.

El equilibrio del mercado, según la OPEP, no debería estar alejado, pues en el otoño coincidían demanda robusta y oferta afectada por factores geopolíticos diversos. Todo lo anterior aconsejaba “conducir un diálogo serio y constructivo” con exportadores ajenos a la OPEP a fin de “estabilizar el mercado” y “restaurar su equilibrio y sostenibilidad”.

La decisión de la Conferencia fue, al mismo tiempo, clara e incierta. Es cierto el propósito de frenar la producción, pero se titubeó en colocarla en 32.5 o 33 Mbd, con recorte de entre 1 y 0.5 Mbd. Tampoco se sabía cómo distribuir las cuotas nacionales, en el supuesto que se permitiría cierta latitud a Irán, Libia y Nigeria, que enfrentan situaciones excepcionales.

¹³ Naturalmente, los efectos más devastadores se dejaron sentir sobre las finanzas del reino. Ténganse en cuenta las siguientes magnitudes (expresadas en miles de millones de riyals y su equivalente en US\$): En 2015 el déficit público se elevó a Ry 367 (US\$ 98) derivado de gastos por Ry 975 (US\$ 261) e ingresos de apenas Ry 608 (US\$ 163). Para 2016 se prevé abatir el déficit a Ry 326 (US\$ 87) a pesar de una nueva reducción de los ingresos, a solo Ry 514 (US\$ 137) y un recorte de 15% en los gastos, para situarlos en Ry 840 (US\$ 225). Rick Gladstone, “Saudi Arabia, Squeezed by Low Oil Prices, Cuts Spending to Shrink Deficit”, The New York Times, Nueva York, 28 de diciembre de 2015.

Como siempre en la OPEP, el acomodo de 14 cuotas dentro de la global sería un ejercicio complejo, controvertido y desgastante.

La Conferencia estableció una suerte de ‘comité permanente de alto nivel’, no necesariamente ministerial, encargado de definir las cuotas nacionales; las bases del diálogo con los otros exportadores, y los posibles componentes de un acuerdo “que asegure un mercado equilibrado sobre una base sostenible”. Cualquiera de estas tres tareas consumiría el breve periodo que restaba para la Conferencia ordinaria el 30 de noviembre en Viena. Nadie en su sano juicio querría contarse entre los integrantes de ese comité.

El Congreso Mundial de Energía: caja de resonancia

La decisión de la OPEP halló una gran caja de resonancia en el XXIII Congreso del Consejo Mundial de Energía, del 9 al 13 de octubre en Estambul.

El presidente de Rusia, Vladimir Putin, en una de las primeras y más esperadas declaraciones de la reunión, manifestó sin ambages su apoyo a las acciones de control de la oferta de la OPEP. Según la crónica del *Financial Times* (11 de octubre de 2016), Putin consideró que, “en la actual situación, congelar o incluso reducir la producción de crudo es, quizá, la única decisión correcta para mantener la sostenibilidad del conjunto del mercado mundial de energía” y, al mismo tiempo, restablecer el equilibrio. “Rusia está dispuesta —agregó— a sumarse a los esfuerzos para limitar la producción y urge a otros exportadores de petróleo a hacer lo mismo”. Añadió que esperaba que la conferencia de la OPEP en noviembre diera lugar a “acuerdos ciertos”.

Más adelante en su exposición, Putin señaló que “se han producido cancelaciones masivas de proyectos de inversión que ahora resultan económicamente inviables [y] si esta tendencia persiste la insuficiencia de financiamiento se tornará crónica y el exceso de producción global de energéticos se convertirá, de manera inevitable, en un déficit, con nuevos e impredecibles choques de precios que terminarán por lastimar tanto a productores como a consumidores”. En este sentido, concluyó Putin, “los acuerdos a los que pueda llegarse con la OPEP enviarán una

señal positiva a los mercados y los inversionistas y ayudarán a reducir la actividad especulativa y evitar nuevas fluctuaciones de los precios” (Tass Russian News Agency, 10 de octubre de 2016).

También al margen del congreso de Estambul, cinco miembros de la OPEP y dos exportadores no-OPEP —Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Qatar y Venezuela; así como México y Rusia— mantuvieron consultas informales (OPEC, 2016c).

Como se recuerda, uno de los elementos del acuerdo de Argel fue la constitución de un comité de alto nivel que definiría el proyecto de acuerdo que sería adoptado en la conferencia de 30 de noviembre. Se precisó que ese comité celebraría una primera reunión el 28 y 29 de octubre en Viena. De acuerdo con el boletín de la OPEP, el ministro ruso, Alexander Novak, declaró que “las consultas fueron constructivas y contribuyeron a adelantar el proceso”. Añadió que Rusia formaría parte del comité de alto nivel y contribuiría a sus trabajos. El mismo documento no atribuye declaración alguna al representante mexicano, identificado como “viceministro de hidrocarburos”. (Hasta el 19 de octubre, la SENER no había aludido en su portal de internet a la presencia del subsecretario Aldo Flores Quiroga en las consultas de Estambul).

Concluidas las conferencias de octubre, en Estambul y Londres, la atención se movió a los operadores del mercado. Ante una serie de manifestaciones de confianza en que los exportadores de crudo de la OPEP y de algunos otros países en efecto conseguirán un acuerdo efectivo a fines de noviembre, incluso los especuladores financieros decidieron colocar sus apuestas del lado del alza de las cotizaciones. Según informó el *Financial Times* el 17 de octubre, “la suma de posiciones largas netas en futuros y opciones, en Londres y Nueva York, alcanzó su nivel más alto desde julio de 2014, justo antes del desplome... ‘Creemos que la intervención de la OPEP marginó las posiciones cortas y mantendrá los precios en la parte alta de nuestra banda de comercialización, al menos hasta la reunión del 30 de noviembre en Viena’, según Adam Longson, analista de Morgan Stanley.” En el vocabulario de los mercados, las posiciones cortas son aquellas que esperan y favorecen movimientos a la baja de precios y cotizaciones, mientras que las posiciones largas apuntan

a la recuperación y al alza; una posición larga neta, como la encontrada a mediados de octubre, indica que es mayor el número de jugadores en el mercado que espera un repunte y apuesta en tal sentido.

Antes de la conferencia ordinaria de la OPEP, el 30 de noviembre en Viena, habrían de celebrarse una o más reuniones preparatorias del acuerdo de restricción de la oferta por parte del Comité de Alto Nivel ad hoc, programado, como ya se dijo, también en Viena el 28 y 29 de octubre. Menudearon también los contactos informales entre representantes de los productores OPEP y de algunos exportadores no miembros de la Organización, como el que tuvo lugar el 24 de octubre entre los ministros de Rusia, Qatar y el secretario general de la OPEP, en cuyo curso el ministro Alexander Novak pareció inclinarse más por congelar la producción a sus actuales niveles (recuérdese que la de Rusia llegó a un máximo postsoviético de 11.1 Mbd en septiembre) que en decidir una reducción de la misma (Golubkova & Nasralla, 2016).

Términos y alcances del acuerdo de Viena

Como se había anunciado y en el vórtice de una tormenta de especulaciones y versiones contradictorias, la conferencia de la OPEP se reunió en Viena el 30 de noviembre de 2016 y, por encima de insistentes predicciones en contrario, alcanzó el primer acuerdo de limitación de producción desde 2008, a raíz de la crisis financiera global que desembocó en la Gran Recesión.¹⁴

La opinión prevaleciente entre los analistas y los participantes en los mercados físico y financiero del petróleo, hasta la víspera misma de la Conferencia, se inclinó por considerar poco probable la materialización de un entendimiento consensual significativo. Sobre todo, se señaló que las rivalidades geopolíticas entre algunos productores clave —siendo Arabia Saudita, Irak e Irán los mencionados con mayor frecuencia— impedirían reconocer que, para conseguir una estabilización duradera de las cotizaciones, resultaba indispensable poner coto al exceso de oferta.

14 El entorno de la Conferencia de Viena y sus principales antecedentes se examinaron en “En espera de la OPEP”, *Mercado petrolero internacional – Memorandum 46*, noviembre de 2016, pp 1-8.

El comunicado de la Conferencia

Los elementos sustantivos recogidos en el comunicado final de la Conferencia son los siguientes:

- La Conferencia observó que prevalece una perspectiva económica global razonable, con crecimiento esperado de 2.9% y 3.1% en 2016 y 2017, respectivamente; un comportamiento de la oferta de crudo no-OPEP que combina una contracción de 800 Mbd en el año en curso con un alza de 300 Mbd esperada para 2017, y un crecimiento saludable de la demanda mundial del orden de 1.2 Mbd en cada uno de esos años.
- A pesar de estos indicadores positivos, existen elementos de preocupación: por una parte, el nivel de los inventarios comerciales de crudo en la OCDE y en otros países se mantiene muy por encima del promedio quinquenal y resulta vital retornarlo a cotas normales; por otra, preocupan también la caída de los montos de inversión, tanto en 2015 como en 2016, y la reducción de la fuerza laboral, observada en los últimos años, en el conjunto de la industria. Se subraya la importancia de la continuidad en las inversiones para asegurar la suficiencia de los suministros en el mediano y largo plazos.
- En los términos del ‘Acuerdo de Argel’,¹⁵ la Conferencia decidió “poner en vigor [a partir del 1 de enero de 2017] un nuevo objetivo general de producción de 32.5 Mbd, a fin de acelerar la reducción ya iniciada del excedente de inventarios y adelantar el reequilibrio del mercado”. El cumplimiento del Acuerdo será supervisado por un comité ministerial *ad-hoc*, abierto a todos los miembros, que tendrá el auxilio de la Secretaría de la Organización.
 - Se optó por el mayor margen de reducción señalado en Argel como una muestra de que realmente se desea incidir

¹⁵ Véase “La OPEP vuelve por sus fueros”, *Mercado petrolero internacional – Memorándum No 45*, octubre de 2016, pp 1-6.

en el comportamiento del mercado.

- Al convenirse este Acuerdo, los miembros participantes “ratificaron su compromiso con un mercado petrolero equilibrado y estable, cuyos niveles de precios resulten aceptables para productores y consumidores.”
- “En consonancia con las recomendaciones del ‘Acuerdo de Argel’, la Conferencia convino también en institucionalizar un marco de referencia para la cooperación, sobre una base regular y sostenible, entre países productores de la Organización y otros que no pertenecen a ella. La Conferencia también subrayó la importancia de que otros países productores se sumen al Acuerdo.”
 - Un comité ministerial abierto puede resultar poco funcional y resultar un foro de discusión y enfrentamiento.
 - Se insinúa una suerte de institucionalización para la cooperación OPEP/no-OPEP: puede ser contraproducente y desalentar la participación informal y eventual de algunos productores reticentes, como México.

Contenido del acuerdo

Expedido como un comunicado de prensa independiente, el Acuerdo adoptado por la Conferencia incluye un preámbulo de cinco párrafos, igual número de puntos resolutiveos y una tabla que consigna las cifras de producción de once de los catorce miembros de la Organización.

En abierto contraste con el tono reposado, casi complaciente, del comunicado final de la Conferencia antes citado, el preámbulo presenta —como justificación del Acuerdo alcanzado— una visión bastante crítica, cargada de tintes negativos, de la situación y perspectiva de mercado en la que se produce el Acuerdo. Considérense, por ejemplo, los siguientes asertos:

- El mercado mundial del petróleo ha “resentido serios desafíos

a su estabilidad y sufrido fuerte volatilidad, procedentes sobre todo del lado de la oferta”, que han puesto en entredicho la normal recuperación de los niveles de reservas y la seguridad de suministro de los productores.

- Las actuales condiciones del mercado dañan tanto a productores como a consumidores: amenazan la perspectiva económica de los primeros; afectan inversiones vitales para la industria; ponen en peligro la seguridad de suministro ante una demanda creciente, y comprometen la estabilidad del mercado en su conjunto.

En un tono más convencional, se agrega que las circunstancias prevalecientes exigen continuos esfuerzos de cooperación de todos los productores —dentro y fuera de la OPEP— para restaurar el equilibrio entre la oferta y la demanda totales y, en particular, abatir el desproporcionado excedente de inventarios comerciales.

Corresponde a la OPEP renovar su compromiso con la estabilidad del mercado; el interés común de los países productores; el suministro eficiente, económico y seguro a los consumidores, y un retorno adecuado al capital invertido. La recuperación del equilibrio del mercado requiere del diálogo y la cooperación entre los productores, que desemboque en acciones coherentes, creíbles y efectivas.

“Guiados por los principios de la buena fe, los países participantes en la reunión de esta fecha se comprometieron a poner en práctica las siguientes acciones:

1. Para implementar el Acuerdo de Argel, la 171ª Conferencia ha decidido reducir su producción en aproximadamente 1.2 Mbd para colocar su tope en 32.5 Mbd desde el 1 de enero de 2017.
2. Este Acuerdo estará en vigor por seis meses y podrá extenderse por igual lapso habida cuenta de las condiciones y perspectivas que prevalezcan en el mercado.
3. Reconocer que el presente Acuerdo no supone condicionante alguno para acuerdos futuros.

4. Establecer un Comité Ministerial de Monitoreo —integrado por Argelia, Kuwait, Venezuela y dos países no-OPEP participantes, presidido por Kuwait y auxiliado por la Secretaría— a fin de vigilar de cerca la puesta en marcha y cumplimiento de este Acuerdo e informar al respecto a la Conferencia.¹⁶
5. Este Acuerdo se ha alcanzado tras amplias consultas y entendimientos con países clave ajenos a la OPEP, entre ellos la Federación Rusa, que contribuirán con una reducción de la producción de 600 Mbd.”

Ajustes y niveles convenidos de producción de crudo
(miles de barriles diarios, Mbd)*

País miembro	Nivel de producción de referencia	Ajuste	Nivel de producción al 1° de enero de 2017
Arabia Saudita	10,544	- 486	10,058
Argelia	1,089	- 50	1,039
Angola	1,751	- 78	1,673
Ecuador	548	- 26	522
Emiratos Árabes Unidos	3,013	- 139	2,874
Gabón	202	- 9	193
Indonesia**	-	-	-
Irán	3,975	90	3,797
Irak	4,561	- 210	4,351
Kuwait	2,838	- 131	2,707
Libia	-	-	-
Nigeria	-	-	-
Qatar	648	- 30	618
Venezuela	2,067	- 95	1,972

* La base de referencia para los ajustes a la producción de crudo es octubre de 2016, excepto Angola donde corresponde a septiembre de 2016. Las cifras proceden de fuentes secundarias y no debe considerarse como indicativas de cuotas de cada país miembro.

** Indonesia dio por suspendida su membresía.

Nota: Adviértase que en el caso de Irán, como monto de ajuste se anota un alza de 90 Mbd, y como nivel de producción en 2017 se expresa una cifra que implica una disminución de 178 Mbd respecto de la imputada a octubre de 2016. Una incongruencia numérica indispensable para alcanzar el consenso.

16 Adviértase que este párrafo contradice un señalamiento previo del Acuerdo, citado en la p 2 *supra*, que implicaba el establecimiento de un comité de monitoreo abierto a todos los miembros de la Organización y no aludía a que tuvieran cabida en el mismo representantes de los países no-OPEP que se sumen al mismo.

Conviene subrayar algunas particularidades del acuerdo:

- El volumen de producción total de la OPEP en octubre de 2016 se estima, por fuentes independientes, en alrededor de 33.6 Mbd. Colocararlo, como se convino, en 32.5 Mbd suponía un recorte de 1.2 Mbd, equivalente al 4.5 por ciento.
- Se tiene entendido que, ante la exigencia de que aceptase una reducción de alrededor de 37 mbd, que equivale al 5% de su producción actual, Indonesia —único importador neto de crudo entre los miembros— prefirió suspender su membresía en la Organización, que se había reanudado recientemente.
- Como se esperaba, Libia y Nigeria quedaron eximidos de participar en la reducción, en atención a las circunstancias por las que atraviesan. No se consignan los montos de producción que de ellos se esperan.
- La producción actual de la OPEP, estimada por fuentes secundarias, suele estimarse en 33.5 a 33.6 Mbd. La de los once miembros que se consignan alcanza a 31,236 Mbd. Se implica así un monto de 2,364 Mbd para los tres países que aparecen sin cifras. Varios observadores señalaron que esto encierra una subestimación. A partir de enero de 2017, los catorce miembros deberán producir hasta 32.5 Mbd. La suma de los once cuya producción esperada se consigna es de 29.8 Mbd. Queda un margen de 2.7 Mbd para acomodar la producción de los tres no consignados. También varios analistas la estiman insuficiente, dadas las intenciones de expansión expresadas por Libia y Nigeria.
- Al anunciar el acuerdo se tenía la expectativa que productores no-OPEP —entre ellos Rusia, Kazajistán y Azerbaiyán— confirmasen un entendimiento en principio para reducir sus volúmenes de producción en alrededor de 600 Mbd.

- De este modo, la reducción total de la oferta de crudo de exportación rebasaría el 1.5 Mbd, constituyendo un aporte significativo al reequilibrio del mercado.

La posición del gobierno de México

No fue sino hasta el 30 de noviembre, al darse a conocer el Acuerdo de Viena alcanzado por la OPEP, que el gobierno de México, mediante el boletín de prensa 137 de la Secretaría de Energía, dio a conocer su posición en la materia.

Consideró que la decisión de la OPEP “contribuirá a la estabilización de los precios del crudo, lo cual puede favorecer nuevas inversiones en exploración y extracción, y propiciar el robustecimiento de la seguridad energética mundial”. Expresa su aprecio a la tenacidad que, para alcanzar dicho acuerdo, mostraron los países de la OPEP y “los no miembros que se sumen para la construcción de un mercado estable”.

Indicó también que “México mantendrá su meta de producción para 2017 contenida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos (PEMEX) estimada en 1 millón 944 mil barriles al día, cifra menor a la producción que muy probablemente se alcanzará al cierre de este año [2016] de aproximadamente 2,159,000 barriles diarios. Esta reducción [165 Mbd] contribuirá a la estabilidad del mercado internacional de crudo y se debe principalmente a la declinación natural de los campos petroleros del país, que inició desde el año 2004.”

En suma, México hizo de la necesidad virtud y proclamó que, mediante la declinación natural de sus yacimientos, que no está en condiciones de revertir o compensar, contribuye al esfuerzo de estabilización del mercado de los productores.

La reunión ministerial OPEP y no-OPEP

Hacia la reunión con los productores no-OPEP

El ambiente positivo y optimista que dominó al mercado en las primeras jornadas después de la Conferencia de 30 de noviembre se modificó de

manera un tanto abrupta a partir del martes 6 de diciembre, cuando aumentó la incertidumbre respecto de la actitud que asumirían los productores no-OPEP, de los que se esperaba una contribución importante al reequilibrio del mercado, expresada en una reducción de producción colectiva de alrededor de 600 Mbd, la mitad de la cual provendría de la Federación de Rusia.

Casi todo mundo reconocía que, sin esta participación, la OPEP por sí sola quizá no podría conseguir estabilizar el mercado y, por varios meses, su propia reducción de oferta estuvo condicionada a que se acordara una reducción commensurable de los productores ajenos al cártel.

En vísperas de las consultas entre ambos grupos, previstas para el 10 de diciembre, la incertidumbre, entre otros factores, volvió a presionar a la baja las cotizaciones.

Entre el 6 y el 9 de diciembre hubo cuatro jornadas de mercado y en dos o tres de ellas las cotizaciones de los crudos marcadores se movieron a la baja al compás de predicciones pesimistas sobre las posibilidades de que se concretase un volumen suficiente de ofertas de reducción de la producción por un número significativo de productores ajenos a la OPEP. La incertidumbre se mantuvo hasta la víspera misma de las consultas de Viena del sábado 10 de diciembre. Una nota aparecida en esa fecha (Raval, 9 de diciembre de 2016) destacaba elementos como los siguientes:

- Se esperaba el primer acuerdo amplio de coordinación entre productores desde principios del siglo. Se reconoce así que, produciendo sólo uno de cada tres barriles en el mundo, la OPEP por ella misma no puede asegurar el equilibrio del mercado.
- Aunque sólo se disponía de cinco participantes confirmados (Rusia, Omán, Azerbaiyán, Kazajstán y México), la Secretaría de la OPEP esperaba que acudieran varios otros, quizá hasta doce en total.
- La reducción total de producción esperada se estimaba en alrededor de 600 Mbd. La mitad de ella provendría de Rusia.

- Se vivía un ambiente de desconfianza: “El historial de la OPEP en materia de cumplimiento de cuotas deja mucho que desear y también es muy pobre el de Rusia en cuanto a la observancia de sus compromisos”, en palabras de un investigador del Oxford Institute for Energy Studies.
- Sobre países específicos se anota:
 - Rusia – Se esperaba una reducción de 300 Mbd a partir de un nivel de 11.2 Mbd extraídos en noviembre. El Ministerio distribuiría equitativamente el volumen a reducir entre todas las empresas.
 - Azerbaiyán, cuya producción actual se estima en 900 Mbd, había comprometido su participación, pero sin especificar ningún monto determinado de reducción
 - Kazajstán, que recién reanudó la producción en el campo Kashagan, declaró estar dispuesto a congelar el volumen producido, estimado en 1.7 Mbd.
 - “La producción de México ha declinado por años y los funcionarios de energía del país han manifestado que esperan una nueva reducción, del orden de varios cientos de miles de barriles al día, en 2017. Cualquier reducción voluntaria, consideran los analistas, sería en extremo generosa dadas las circunstancias prevalecientes.”
 - Omán, con nivel de producción del orden de 1 Mbd, ha ofrecido una reducción de hasta 5 por ciento.

Otro factor que alimentó el creciente pesimismo sobre las probabilidades de cumplimiento del esperado acuerdo de la OPEP y los otros productores fue la pobre perspectiva de las cotizaciones a futuros. “La llamada curva de cotizaciones a futuros consiste en docenas de contratos mensuales individuales que se extienden por

varios años en el futuro. Cada uno establece una entrega física en una fecha determinada y, al representarse en un gráfico, ofrecen una visión instantánea de las expectativas de largo plazo del mercado (Sheppard, 7 de diciembre de 2016).” El Brent, el crudo marcador más reconocido, aumentó en alrededor de 15% para entregas en el primer mes del año, pero la curva para diciembre de 2017 apunta un alza de sólo 10% y para un año después a apenas 6 por ciento. Puede interpretarse que los productores (y los especuladores) no estaban convencidos de que la OPEP haya encontrado una vía cierta hacia la recuperación y prefieren realizar ahora una primera ganancia, más que apostar a posibles alzas futuras. “La OPEP deberá mantener la disciplina en los suministros —concluye Sheppard— probablemente más allá de los seis meses iniciales mencionados en el acuerdo de 30 de noviembre, por lo que continuará impulsando al mercado en esa dirección. Si así lo hace, podríamos ver el próximo año precios de US\$ 60 o aún más altos. Por el momento, la curva del petróleo muestra que existen dudas.”

Los términos del acuerdo

Como es habitual, los términos del acuerdo alcanzado entre los países de la OPEP y los productores no-OPEP que se congregaron en Viena el 10 de diciembre de 2016 se recogieron en un comunicado de prensa de la Organización.¹⁷

La reunión ministerial fue copresidida por los ministros de Energía de Qatar y de Rusia. Además de los miembros de la OPEP, participaron, por los otros productores, representantes de Azerbaiyán, Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán y Sudán del Sur.

En el comunicado se recogen las siguientes consideraciones:

- La reunión reconoció el derecho de pueblos y naciones a la soberanía permanente sobre sus riquezas y recursos naturales.
- Habida cuenta de las actuales condiciones y de las perspectivas a corto y mediano plazo del mercado petrolero, la reunión

¹⁷ Véase “OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting”, Press Release No 25/2016, Viena, 10 de diciembre de 2016.

reconoció “la necesidad de cooperación conjunta de los países exportadores de petróleo para alcanzar una estabilidad duradera en el mercado petrolero, en interés tanto de productores como de consumidores de petróleo”.

- La reunión reconoció que, con su decisión de implementar un ajuste a la producción de 1.2 millones de barriles diarios desde el 1 de enero de 2017, la OPEP “confirmó su compromiso con un mercado petrolero estable y equilibrado y subrayó la importancia de que otros países productores de petróleo se sumaran a sus esfuerzos”.
- Los países productores no-OPEP antes mencionados, “deseosos de alcanzar la estabilidad del mercado petrolero en interés de todos los productores y consumidores de petróleo... se proponen ajustar su producción petrolera —en forma voluntaria o mediante la declinación administrada— por seis meses a partir del 1 de enero de 2017, que podría extenderse por otro período de seis meses tomando en cuenta las condiciones y perspectivas de mercado prevalecientes”.

El comunicado recoge también los siguientes puntos resolutivos:

- La OPEP mantiene su decisión de 30 de noviembre de 2016.
- Los ocho productores no-OPEP “se comprometen a reducir su respectiva producción petrolera, de manera voluntaria o mediante la declinación administrada, con arreglo a un calendario acelerado. Para los productores mencionados se acordó un objetivo combinado de reducción de 558 Mbd.”¹⁸
- Dos países no-OPEP participantes se sumarán al Comité Ministerial de Monitoreo de la OPEP, copresidido por Kuwait y Rusia.

¹⁸ Se entiende que este punto, incluido para acomodar la posición de México, fue muy debatido. Hubo resistencia a equiparar una reducción voluntaria con la ‘declinación administrada’ que fue como se denominó al deterioro de los yacimientos.

- Convinieron también en fortalecer la cooperación OPEP/no-OPEP a través de análisis y perspectivas conjuntas, con vistas a asegurar un mercado petrolero sostenible, en beneficio de productores y consumidores.
- Así como revisar de manera regular el estatus de su cooperación, a niveles técnico y ministerial.

El pulso del mercado

La sorprendente reducción de la OPEP

Quizá el elemento que era esperado con el mayor escepticismo es el que resultó el desarrollo más sorprendente en el primer mes de operación del acuerdo de control de oferta de la OPEP: la producción total de los países de la Organización. Este ítem se convirtió en el asunto más destacado por la AIE en su primer informe de mercado de 2017.¹⁹

“La producción de la OPEP en enero —según estima la Agencia— se elevó a 32.1 Mbd y las reducciones introducidas muestran un grado récord de cumplimiento inicial [de los compromisos anunciados] de 90 por ciento. Parece que algunos socios, notablemente Arabia Saudita, efectuaron cortes mayores a los comprometidos... Lo anterior revela un sólido comienzo de un proceso programado para seis meses. Esta reducción es claramente una de las más profundas en la historia de las iniciativas de control de la oferta de la Organización.”

“No pronosticamos —continúa la AIE— cuál será el nivel de producción de la OPEP en los seis meses cubiertos por el acuerdo. Empero, si se mantiene el grado de cumplimiento observado en enero, la diferencia entre la demanda y la oferta mundiales implicaría una reducción de inventarios de 600 Mbd, a partir, debe recordarse, de un nivel extraordinariamente alto. Las existencias comerciales de crudo y productos de los países de la OCDE han caído por cinco meses consecutivos y en el cuarto trimestre de 2016 la reducción media fue del orden de 800 Mbd. Hacia el final del año, esas existencias se encontraban

19 Véase IEA, “The first cut is the deepest”, *Oil Market Report*, 10 de febrero de 2017 (www.iea.org).

todavía 286 Mb por encima de su nivel promedio quinquenal y se espera que al término del primer semestre del año en curso continúen situándose significativamente por encima de los niveles medios.”

La Agencia estima que los niveles de inventarios comerciales explican que el inesperadamente alto grado de cumplimiento y el panorama general de oferta y demanda, que se explican más adelante, hayan sido insuficientes para impulsar los precios más allá de la franja de los 50 US\$/b, a la que los llevó un alza de alrededor de US\$ 10 por barril observada después de que los acuerdos, el de la OPEP y el de los otros productores, se dieron a conocer hacia finales de noviembre y principios de diciembre.

La AIE concluye: “El mercado petrolero se encuentra claramente en un período de expectativa de nuevos acontecimientos: esperar y ver.”

En una nota dedicada a reseñar el informe mensual de febrero de la AIE, aparece una gráfica del comportamiento de la producción de cada uno de los miembros de la OPEP en el mes de enero (Raval, 10 de febrero de 2016). Con mucho, la reducción más acusada correspondió a Arabia Saudita. Fueron también notables los recortes de Kuwait, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. La reducción de Iraq fue también importante. Estuvieron cerca de alcanzar las reducciones esperadas Angola, Argelia y Venezuela. Como se acordó, Indonesia, Libia y Nigeria —exentos de reducción— mantuvieron sus niveles de producción. (Una fuente independiente, BMI Research, citada por el *Oil and Gas Journal* el 10 de febrero, indicó que estos dos últimos productores elevaron su producción en enero en un total estimado en 200 Mbd.) Irán mostró un ligero incremento y los restantes dos, Ecuador y Gabón, no registraron ningún movimiento.

Sobre el comportamiento del mercado en enero de 2017, la OPEP, en su reporte mensual correspondiente a febrero (OPEC, 2017), afirma que éste estuvo determinado por los “ajustes a la producción de la OPEP y de algunos productores no-OPEP [que] apoyaron al mercado, aunque las alzas [de precios] se vieron limitadas por la acrecida actividad de perforación en EUA”. Todos los crudos marcadores aumentaron su cotización en enero. La canasta OPEP en primer término con alza de US\$

0.73, frente a elevaciones de 0.53 y 0.44 para el Brent y el WTI. Ofrece también una estimación del corte practicado por la OPEP, atribuyéndola a “fuentes secundarias”: 890 Mbd, para colocarla en 32.14 Mbd. Este volumen equivaldría al promedio de demanda mundial por el crudo de la OPEP en 2017, que se cifra en 32.1 Mbd.

El equilibrio del mercado parece estar al alcance de la mano.

Al aludir esta cifra de producción de la OPEP en enero, una nota informativa (Raval, 13 de febrero de 2017), hace notar que la reducción practicada por Arabia Saudita, si se atiende a las cifras que el país trasmite directamente a la Secretaría de la OPEP, parece haber sido mayor que la generalmente reconocida en los mercados.

El elevado grado de cumplimiento de los compromisos asumidos llevó al ministro saudita de Energía e Industria a declarar que es probable que los acuerdos no necesiten extenderse más allá de los seis meses inicialmente previstos.

Cabe destacar la coincidencia —que no es frecuente— entre las cifras de producción reportadas por la OPEP y las que provienen de ‘fuentes secundarias’. Al respecto, como lo expresó una revista especializada, “el 13 de febrero la OPEP informó que en enero la producción del cartel cayó en 890 Mbd respecto de la registrada en diciembre. Otras fuentes (Dittrik, 14 de febrero de 2017) situaron la producción de la OPEP en enero en 32.139 Mbd, frente a 33.029 Mbd en diciembre”.

Otros factores en juego

Es aún insuficiente la información acerca del grado de cumplimiento del acuerdo de restricción de producción adoptado por exportadores que no pertenecen a la OPEP. En su ya mencionado reporte de enero, la AIE señala: “Rusia declaró, en el momento de adopción del acuerdo, que la reducción de su producción —por 300 Mbd, es decir, más de la mitad de la reducción de la OPEP en su conjunto, establecida en 558 Mbd— sería aplicada de manera paulatina. La información preliminar apunta a una reducción del orden de 100 Mbd en enero. Omán no ha dado a conocer información, pero se estima un recorte de 45 Mbd, conmensurable con su compromiso. Por el contrario, se informa que Kazajistán ha producido

por encima de lo comprometido.”

Para los productores ajenos a la OPEP y que no son parte del acuerdo de Viena, la información preliminar para enero muestra algunos incrementos de cierta consideración, que se espera continúen a lo largo del año. Tal sería el caso, según la AIE, de Brasil y Canadá.

Los diversos análisis coinciden en que el factor que puede alterar un nuevo equilibrio del mercado es un fuerte aumento de la producción de EUA, en especial la de crudos no convencionales, sobre todo si los precios se mantienen en una banda cuyo límite inferior sea el de US\$ 55/b.

Al respecto, la AIE indica: “Para el crudo no convencional de EUA, los aumentos recientes en la actividad de perforación sugieren que la producción se recuperará²⁰. La Agencia prevé un aumento de 175 Mbd para el conjunto de 2017, a partir de un nivel en diciembre de 2016 superior en 520 Mbd al de un año antes. (IEA, 2016)” También la OPEP considera que el mayor aumento que ahora se espera en la oferta no-OPEP en 2017, que alcanza a 240 Mbd y que duplica la anterior previsión, se origina en “los aumentos en las inversiones y en la actividad de perforación en EUA.”(OPEC, 2017)

Por su parte, el Oil and Gas Journal cita a los analistas del BNP Paribas, quienes consideran que “la cuestión clave es la medida en que se recuperará el sector estadounidense de petróleo shale, dada el alza continua de la actividad de perforación desde mayo de 2016”. Días después, la misma revista agregó que en los mercados se manifestó preocupación por la extracción creciente en países que no participan en los acuerdos, como EUA”. Además, los países de la OPEP a los que no se demandó reducir la producción, en especial Libia y Nigeria, puedan diluir la efectividad del esquema en su conjunto. “Si se incluye a estos dos países, el grado de cumplimiento se reduce a 77%, según cifras del BNP Paribas, y si la producción nigeriana sigue aumentando, ese índice podría caer a 66%.” Además, “en palabras de Helina Croft, estratega de

20 La cuenta más reciente de los pozos perforados en actividad en EE UU, dada a conocer por Baker Hughes el 13 de febrero mostró un cuarto aumento semanal de dos dígitos, para llegar a 741, 200 más que hace un año. Del total, 591 unidades están dedicadas a la extracción de crudo no convencional. En Canadá, el número total llegó a 352, 130 más que en febrero de 2016 (www.bakerhughes.com)

comercialización del banco canadiense RBC Capital Markets, ‘el pánico proviene de que [los acuerdos de la OPEP] se conviertan en un salvavidas de la producción *shale*’.” (www.ogj.com - 10 y 14 Feb17).

Algunas opiniones

Los momentos en que el mercado petrolero, de tan tranquilo, resultaba aburrido se han acabado. Ya nadie bosteza. La caída de principios de febrero, desprendida como alud de una noticia esperada —el alza de los inventarios comerciales en EUA, que acumularon 8.2 Mb en una semana— y de un comentario inocuo del ejecutivo de Continental Resources, en el sentido de que la producción estadounidense estaba aumentando tan rápido que podría ‘matar’ al mercado, dieron lugar a que el WTI se situara por debajo de US\$ 50/b por primera vez desde los acuerdos de Viena de la OPEP y otros productores.

En su mayoría, los analistas consideran que los precios pueden rondar por algún tiempo en torno de los US\$ 45/b, pero que eventualmente recuperarán su ascenso moderado. ‘La mentalidad de manada se está imponiendo’, opinó el ejecutivo principal de Aquamarine Investment Partners. ‘Pero los fundamentales no han cambiado; la demanda continúa elevándose de manera sostenida y se advierte una mayor actividad en los consumidores industriales (Krauss, 10 de marzo de 2017).’

Días después de la sacudida del mercado, se efectuó en Houston la ‘Semana CERA’, el evento auspiciado por Cambridge Energy Research Associates, en cuyo curso el ministro de Energía e Industria saudita, Khalid al-Fahlid, se mostró decepcionado ante la permanencia de altos niveles de inventarios comerciales, aunque manifestó ‘un cauteloso optimismo’ acerca de la perspectiva de los precios.

El ministro indicó que esperaba un incremento de la demanda mundial en el año en curso, del orden de 1.5 Mbd —muy en línea con la estimación de la AIE, antes citada. Considera que “las caídas de la producción en China, México y el Mar del Norte compensarán las alzas esperadas en Brasil, Canadá y EUA”. Concluyó: “Vemos ya los brotes de la recuperación, estimulados por los fundamentales [del mercado petrolero] y una mejor perspectiva [de la actividad económica global]

(Krauss, 10 de marzo de 2017).”

El final de marzo marcó la mitad del período de vigencia inicial de los acuerdos de la OPEP y de otros productores —entre los que nominalmente se encuentra México, cuya producción sigue cayendo, aunque no por voluntad propia, y que considera que tal es su contribución a la estabilización del mercado—²¹, tras el tropiezo de principios de marzo, se ha elevado la probabilidad de que el acuerdo sea reconducido, por seis meses más, en la conferencia de la OPEP en junio.

De alguna manera, volver a empezar...

A la mitad del camino

Con el final de marzo, se alcanzó la mitad del semestre para el que la OPEP y otros productores decidieron introducir un recorte en sus volúmenes de producción de petróleo con el fin de buscar un más pronto reequilibrio del mercado y, desde luego, una recuperación de los precios.

En estos tres meses, respecto del momento, a principios de otoño de 2016 cuando la OPEP anunció que se había alcanzado el acuerdo de limitación de la producción, las cotizaciones de los crudos marcadores han observado una recuperación importante, aunque menor y más inestable de la esperada, con varios episodios de debilitamiento y descenso.

Cambio porcentual de las cotizaciones desde el anuncio del acuerdo de la OPEP (29 Sep 16)	Brent	WTI	OPEP
Sobre la mínima del actual ciclo (20 Ene 2016)	76.6	80.1	97.2
Respecto la máxima de 2016 (30, 28 y 29 Dic)	15.3	13.0	20.6
Respecto del cierre de enero de 2017	11.2	10.4	20.0
Respecto del cierre de febrero de 2017	8.4	12.9	20.4
Respecto del cierre de marzo de 2017	6.0	5.7	13.7

Conviene advertir que la recuperación respecto de los mínimos recientes, a los que se llegó a mediados de enero de 2016, se consiguió antes no sólo de la entrada en vigor del acuerdo, al comienzo de 2016, sino de la adopción formal del mismo el último día de noviembre de 2016.

²¹ Quizá mayor en términos relativos que la de otros grandes productores: -6.2% en 2017/2016; -0.7% en Ene17/Dic16 (cifras de la Comisión Nacional de Hidrocarburos – www.cng.gob.mx)

A pesar de haber sido formalmente fallido, la perspectiva de un acuerdo que se manejó desde los primeros meses de 2016 permitió que, para el momento del otoño boreal temprano (29Sep) en que se anunció un entendimiento, los precios se hubieran ya recuperado hasta acercarse a duplicar los mínimos de principios de año.

De hecho, la mayor recuperación de las cotizaciones se alcanzó a finales de diciembre, días antes de la entrada en vigor formal del acuerdo. Parece que lo anterior muestra en qué medida la evolución de los precios obedece más a las percepciones y expectativas del mercado que al movimiento de sus variables fundamentales.

Las cifras del comportamiento de las cotizaciones en términos relativos, mostradas en la tabla precedente, ponen de manifiesto que la efectividad del acuerdo ha sido levemente decreciente en sus tres primeros meses de operación.

La recuperación de las cotizaciones de cada uno de los tres crudos marcadores ha sido claramente más débil en el tercer mes que en los dos precedentes y a la registrada en diciembre de 2016, mes que corrió entre el anuncio del acuerdo y su entrada en vigor. Empero, los acuerdos de Viena de la OPEP y otros productores cambiaron la fisonomía del mercado.

Al finalizar el primer trimestre de 2017, la Agencia Internacional de Energía ofreció la siguiente lectura de la situación:

Se ha llegado a la mitad del semestre para el que se acordaron los recortes de producción convenidos por la OPEP y once países ajenos a la Organización. Hasta ahora, la jugada ha salido razonablemente bien desde el punto de vista de los productores. Los precios se han vuelto a estabilizar después de sufrir una caída de alrededor de diez por ciento al inicio de marzo, a lo que han contribuido también las crecientes tensiones políticas en el Oriente medio. El grado de cumplimiento de los países de la OPEP ha sido impresionante desde el principio, mientras que los participantes ajenos a la OPEP han ido elevando su grado de observancia, aunque en su caso es más difícil verificar la información.

Hallarse a la mitad del camino no impide estimar lo que viene más adelante. Es claro que corresponde a la OPEP decidir sus propios volúmenes de producción, pero una de las consecuencias de la (hipotética) extensión de las reducciones más allá del semestre acordado sería aumentar la consecuente reducción de existencias. Esto supondría un mayor impulso a los precios, lo que, a su vez, alentaría más al sector *shale* de EUA y a otros productores.

En realidad, es probable que el mercado siga acercándose al equilibrio en lo que resta del año, pero también que la producción no-OPEP y no sólo la de EUA se coloque pronto al alza otra vez. Incluso si se tienen en cuenta los compromisos de reducción de once países de fuera de la OPEP, paros no programados en Canadá y el Mar del Norte, cabe esperar que la producción no-OPEP reanude su aumento a partir de mayo, respecto del año anterior. Para el año en su conjunto, esperamos un alza de 485 Mbd, frente a una declinación de 790 Mbd en 2016. Los aumentos provendrán sobre todo de EUA, donde los datos mensuales indican que la extracción llegó a 9 Mbd en marzo, bastante por encima de los 8.6 Mbd registrados en septiembre anterior. Para fin de año la producción estadounidense podría exceder en 680 Mbd a la anotada a finales de 2016: alza mayor que la antes esperada.

Otro factor que puede afectar el equilibrio del mercado es la revisión del aumento esperado de la demanda. Se ha abatido en 200 Mbd el crecimiento esperado en el primer trimestre de 2017 para situarlo en 1.1 Mbd. El crecimiento se apunta como menor al esperado en varios países, que comprenden Rusia, India, algunos del Oriente medio, Corea y EUA, en los que la demanda se ha estancado en meses recientes. Después de incorporar una estimación mayor en el segundo trimestre y una corrección a la baja en la segunda mitad del año, para 2017 queda un aumento de demanda de 1.3 Mbd, en lugar de 1.4 Mbd que antes se preveía.

Si se atiende a las existencias observadas y a la brecha implícita entre demanda y oferta, los nuevos datos de existencias de la OCDE en febrero muestran que, medidas con el criterio convencional de promedio quinquenal, siguen excediéndolo por alrededor de 330 Mb. [...] Las existencias globales se incrementaron en forma marginal en el primer trimestre, frente a una reducción implícita de 200 Mbd. Puede argüirse con confianza que el mercado ya se encuentra muy próximo al equilibrio, lo que va a ser más evidente cuando se disponga de mayor importación. Nos espera un segundo semestre interesante (IEA, 2017).

Por su parte, el secretario general de la OPEP ofreció la siguiente opinión:

“...Deseo ponerlos al día respecto de los notables acontecimientos de los últimos meses, a partir de la firma de la histórica declaración de cooperación con países productores no-OPEP para restaurar la estabilidad del mercado...”

”A lo largo de 2016 se realizó con determinación un gran esfuerzo para contribuir a corregir el persistente desequilibrio vivido por el mercado petrolero internacional desde 2014. Intensas y extensas consultas, formales e informales, dentro de la OPEP y con otras partes concernidas, incluso países no-OPEP, para alcanzar el balance y la estabilidad, permitieron construir un laborioso y confiable consenso entre todos los interesados. Estas consultas y reuniones en Doha, Viena, Argel y Viena, así como en las capitales de los miembros de la OPEP fueron las más completas en la historia de la Organización y quizá en cualquiera de los cinco ciclos previos del mercado petrolero. La determinación colectiva de nuestros ministros fue llevada a sus

límites por la oportuna intervención de nuestros líderes.

”Este viaje iniciado en 2016 sigue en curso y los primeros resultados son alentadores en extremo. Desde el 1 de enero, la OPEP y once importantes productores no-OPEP han iniciado ajustes en su producción que suman 1.8 Mbd. Nuestro objetivo final es, desde luego, restablecer una estabilidad duradera en el mercado en beneficio de todos los participantes: productores, consumidores y la economía mundial en su conjunto.

”Los últimos años han sido desafiantes para todos los participantes en la industria y esperamos con optimismo que las medidas adoptadas nos lleven a la senda de la recuperación. El 10Dic16 se acordó que los ajustes a la producción se aplicasen en el primer semestre de 2017. [Hasta ahora] los resultados han superado lo esperado... En febrero los ajustes se cumplieron en 94%, ocho puntos por encima de la cifra de enero, en sí misma impresionante. Los datos de marzo muestran un nuevo avance: mayor cumplimiento y fortalecimiento del compromiso con el objetivo...

”La histórica ‘Declaración de Cooperación’ de la OPEP y los productores no-OPEP muestra a la comunidad internacional lo que puede lograrse cuando la OPEP encuentra su rumbo y regresa a su función estatuida. Estamos orgullosos de lo alcanzado hasta ahora, a pesar de las dificultades y para consternación de muchos a lo ancho del espectro. Junto con 11 importantes países no-OPEP, encabezados por la Federación de Rusia, hemos dado la vuelta a una página en la historia del petróleo.”²²

Más allá de las diferencias retóricas entre estas formulaciones, cabe destacar el énfasis en los aspectos institucionales que domina el enfoque de la OPEP y el relativo al comportamiento de los mercados, en el que se centra el de la Agencia Internacional de Energía.

A pesar de la confianza que ambas entidades muestran en la próxima, incluso inminente restauración del equilibrio del mercado, apenas formuladas estas apreciaciones diversos elementos de inestabilidad —que afectaron en un sentido u otro el nivel de las cotizaciones— continuaron perturbando la tranquilidad del mercado y realimentando la incertidumbre que lo ha dominado desde mediados de 2014.

Tras el descalabro de pascua, que se concretó en una caída de 7% en la cotización del Brent en la penúltima semana de abril, sobre todo por las dudas de que las reducciones introducidas por la OPEP y otros productores significaran un estímulo efectivo para los precios habida cuenta de la persistencia de niveles récord de inventarios de crudo, se

22 Fragmentos del discurso del secretario general de la OPEP, Sanusi Barkindo, en el Tercer Foro sobre Medios Petroleros, Abu Dhabi, 19 de abril de 2017 (www.opec.org).

registró una inesperada recuperación de los precios.

El disparador de esta rectificación parece haber sido la información de que las existencias comerciales de crudo en EUA habían registrado en la semana anterior —la semana de pascua, la semana del descalabro— su tercera reducción semanal consecutiva. Aunque se esperaba que tal retiro de inventarios ocurriera, su magnitud observada, que se estima en 3.6 Mb, triplicó la anticipada en los mercados, del orden de 1.14 Mb. Los crudos marcadores volvieron a colocarse por encima de la barrera de los 50 US\$/b.

“El crudo se ha mantenido bien por debajo de los 60 US\$/b en el presente año debido, en parte, a la fuerte reanimación de la producción estadounidense de crudo. Las empresas de aceite no convencional se apresuraron a elevar el número de sus pozos en producción tan pronto como los precios se reanimaron a finales del año pasado en espera de las reducciones de oferta anunciadas por la OPEP (Sheppard, & Badkar, 25 de abril de 2017).”

La Agencia de Información sobre Energía de EUA estima, de manera preliminar, que hacia finales de abril la producción de crudo de EUA llegó a 9.7 Mbd, unos 327 Mbd por encima del nivel de un año antes.

Se han registrado diversas señales —entre ellas el anuncio de que los ministros saudita y ruso se reunirían a principios de mayo de 2017— que apuntan a la reconducción, más allá del primer semestre, de los acuerdos de restricción de oferta de la OPEP y otros productores, que se decidiría a finales de mayo próximo cuando se realice en Viena la conferencia de la Organización.

Aide memoire

Cotizaciones en US\$/b		Brent	WTI	OPEP	MME
Máxima del actual ciclo (19 / 20 junio 2014)		115.06	107.26	110.48	102.41
Mínima del actual ciclo (20 de enero 2016)		27.88	26.55	22.48	18.90
Tras anuncio del acuerdo OPEP (29 Sep 2016)		49.24	47.83	44.34	39.69
Tras el Acuerdo de Viena (1 Dic 2016)		53.94	51.06	49.35	43.12
Máxima en 2016 (30, 28 y 29 Dic)		56.82	54.06	53.46	46.53
Cierre de diciembre de 2016 (viernes 30)		56.82	53.72	53.30	46.30
Cierre de enero de 2017		54.77	52.81	53.19	45.18
Cierre de febrero de 2017		53.36	54.01	53.40	53.02
Cierre de marzo de 2017		52.20	50.54	50.43	42.60
Máxima hasta ahora en 2017	(6 de enero)	57.10			46.96
	(23 de febrero)		54.55		
	(3 de febrero)			54.24	
Dato más reciente (20 de abril de 2017)		n.d	49.62	49.99	n.d

FUENTE: Hasta diciembre de 2016: Servicio Geológico Mexicano: www.sgm.gob.mx
Hasta febrero de 2017: Brent y WTI – Energy Information Administration (www.eia.gov); MME – Petróleos Mexicanos: www.pemex.com
Desde marzo de 2017: Comisión Nacional de Hidrocarburos: www.cnh.gob.mx
Mezcla OPEP: Organization of Petroleum Exporting Countries: <http://www.opec.org/opec>

LAS CONSECUENCIAS ENERGÉTICAS Y AMBIENTALES DE TRUMP

El plan de energía ‘Estados Unidos primero’

Una de las exposiciones más sorprendentes en materia de propuestas o programas de política energética que se hayan escuchado en mucho tiempo, en cualquier parte del mundo, fue proferida a finales de mayo de 2016 por el presunto candidato a la presidencia de EUA por el Partido Republicano, Donald Trump. Si se olvidara por un momento la fecha, habría suficientes elementos para pensar que se trata de un planteamiento formulado, por ejemplo, en los años setenta del siglo pasado. Ignora o pasa por alto la mayor parte de la evolución del sector global de la energía en el último medio siglo y, por otra parte, ignora también el conocimiento acumulado en ese lapso en cuanto a las interacciones entre energía y ambiente.

El texto completo de lo que su autor denomina “Un primer programa de energía para EUA” pudo leerse en su propia página web (White House, s.f.). Conviene distinguir entre las propuestas de política energética y ambiental, por inverosímiles que parezcan, y los pasajes dedicados a objetar las políticas y acciones en esos ámbitos de la administración Obama y las supuestas intenciones al respecto de la presunta candidata demócrata, Hillary Clinton, que constituyen la mayor parte del discurso. Conviene concentrarse en las primeras.

Propuestas y planteamientos	Comentarios
<p>“El increíble potencial energético de EUA continúa desaprovechado. Este es un daño que nosotros mismos nos hemos infligido. En mi presidencia, conseguiremos la completa independencia energética de EUA.”</p>	<p>Un momento antes, había señalado que la producción de hidrocarburos aumentó y las importaciones se redujeron a la mitad en el último decenio. La promesa de independencia ha sido hecha por todos los presidentes desde Carter.</p>
<p>“Con el plan de energía ‘Estados Unidos primero’:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El predominio energético de EUA será declarado un objetivo estratégico de la política económica y la política exterior de EUA. • Alcanzaremos y mantendremos una independencia total de cualquier necesidad de importar energía del cartel de la OPEP o de cualquier nación hostil a nuestros intereses. • Al mismo tiempo, cooperaremos con nuestros aliados del Golfo [Pérsico] para desarrollar una relación energética positiva, como parte de nuestra estrategia antiterrorista.” 	<p>El concepto de “energy dominance” debería, en todo caso, definirse mejor, aunque parece antitético con cualquier enfoque de cooperación internacional en el sector de la energía.</p> <p>Se pasa por alto el hecho evidente de que los miembros de la OPEP y los aliados de EUA en el área del Golfo son los mismos países, empezando por Arabia Saudita.</p>
<p>“Los ingresos de la producción de energía se usarán para reconstruir carreteras, escuelas, puentes e infraestructura pública [y] agricultura.”</p> <p>“Retiraremos los obstáculos burocráticos del camino de la innovación, para desarrollar todas las formas de energía.” Se mencionan: nuclear, eólica, solar—“sin excluir otras”.</p>	<p>No se aclara si dedicar el ingreso por energía a infraestructura será una asignación directa o como parte del presupuesto general. La desregulación se ofrece como instrumento único para fomentar la innovación.</p>

<p>En mi plan de acción para los primeros 100 días:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se rescindirán las acciones ejecutivas de Obama que destruyen empleos como el Plan de Acción Climático y la regulación en materia de agua. • Se salvará a la industria carbonífera y a otras actividades amenazadas por las políticas extremas de Clinton. • Se pedirá a TransCanada que renueve su solicitud para el oleoducto Keystone. • Se levantará la moratoria sobre producción de energía en áreas federales. • Se revocarán las políticas que indebidamente restringen nuevas tecnologías de perforación. • Se cancelará el Acuerdo de París sobre el Clima y se suspenderán las contribuciones a los programas de la ONU sobre calentamiento global. • Se eliminará toda regulación obsoleta, innecesaria, dañina para los trabajadores o contraria al interés nacional y se eliminarán las duplicaciones para aportar certidumbre y confianza. • No se aprobarán nuevas regulaciones que no demuestren ser benéficas para los trabajadores. 	<p>Trump se propone destruir, en 100 días, años de avances en política energética y ambiental arrasando el corpus regulatorio nacional. El planteamiento, además, es demasiado genérico y carece de especificidades y matices que, en todo caso, serían indispensables.</p> <p>Se da prioridad, sin señalarlo de manera explícita, al recurso no regulado a la fracturación hidráulica (<i>fracking</i>).</p> <p>Se declara la intención de denunciar o abandonar acuerdos y otros compromisos internacionales en materia energética y, sobre todo, ambiental. El retiro de EUA tornaría en buena medida inviable el Acuerdo de París.</p> <p>Es deslumbrante la muestra de ‘double speak’: se habla de beneficio de los trabajadores cuando se tiene en mente el beneficio de los empresarios.</p>
<p>Lo anterior se instrumentará con debida atención a las “preocupaciones ambientales racionales”, para conservar “nuestros hermosos habitats, reservas y recursos naturales”.</p> <p>“Desde el punto de vista ambiental, mis prioridades son muy simples: aire limpio y agua limpia.”</p> <p>“Mi plan de energía ‘Estados Unidos primero’ proporcionará [...] puestos de trabajo verdaderos y aumento real de los salarios.”</p>	<p>La generalidad y vaguedad de los ‘compromisos’ ambientales es aterradora.</p> <p>¿Quién va a definir la ‘racionalidad’ de las preocupaciones ambientales?</p> <p>Ha trascendido que en la plataforma republicana el carbón es calificado como una fuente de energía limpia.²³</p>

Hacia el final de su exposición, en un pasaje de tono particularmente ominoso, el presunto candidato colocó a su propuesta de reforma energética como parte de un conjunto de seis reformas:

23 Véase Jeremy W Peters, “Emerging Republican Platform Goes Far to the Right”, *The New York Times*, 12 de julio de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/07/13/us/politics/republican-convention-issues.html?emc=eta1>).

Energética – para crear nueva riqueza	Migratoria – para proteger fronteras y trabajadores	Fiscal – para crear nuevos empleos por millones
Regulatoria – “eliminar reglas estúpidas que envían nuestros trabajos al exterior”	De bienestar social – que asegure que se reclute a los trabajadores en las oficinas de empleo, no en las de migración	Comercial – que retorne los puestos de trabajo al país y enfrente las trampas comerciales extranjeras

Una víctima de la victoria de Trump: la cooperación en energía y ambiente en Norteamérica

Es ilustrativo contrastar el planteamiento sobre políticas de energía y ambiente del entonces precandidato republicano, con el tono y contenido de la declaración final de la reunión en Ottawa de los líderes de América del Norte, celebrada a finales de junio en Ottawa (Prime Minister of Canada, 2016).

Las conversaciones se centraron en los temas energéticos y ambientales y el contenido esencial del documento emitido es el siguiente:

Energía eléctrica limpia y segura – Se anuncia el “compromiso histórico” de que la “generación eléctrica limpia” alcance el 50% en los tres países en 2025, mediante acciones de desarrollo, innovación y eficiencia. Cada país aplicará sus propios programas y políticas. Se anuncian también diversas nuevas iniciativas conjuntas; formas más avanzadas de compartir información y aumentar la seguridad y resiliencia de una red de transmisión y distribución en el subcontinente. Aunque no se detalla en el documento, se entiende que EUA y México incluyen el gas natural entre los combustibles limpios. Canadá menciona específicamente las energías renovables, incluyendo la hidroelectricidad. De cualquier modo, en los tres países la generación renovable, en especial la hidroeléctrica, ya aporta, desde mediados de este decenio, una proporción importante: Canadá, 62%; EUA, 34% y México, 24%. No debería haber problema en cumplir el compromiso anunciado. De hecho, Canadá ya lo rebasa y, si se incluye al gas natural entre los combustibles limpios, también los otros países.

Reducción de las emisiones de metano – México anunció su decisión de sumarse a los otros dos países en el compromiso de reducir las emisiones

de metano del sector de hidrocarburos entre 40% y 45% para 2025, al cumplir con sus contribuciones nacionales determinadas en el marco de la COP21.

Fomento del transporte limpio y eficiente – Los tres países se comprometen a reducir las emisiones de GEI provenientes de vehículos ligeros y pesados mediante el alineamiento de la normatividad y regulación sobre eficiencia de combustibles y/o sobre emisiones de GEI para 2025 y 2027, respectivamente. También se alineará la normatividad sobre emisión de contaminantes a la atmósfera para ambos tipos de vehículos y la normatividad complementaria en materia de combustibles de bajo azufre a partir de 2018. Además, se alentará un transporte de carga más limpio en toda la subregión mediante la incorporación de México al programa SmartWay.²⁴

En relación a otras modalidades de transporte, la declaración:

- expresa apoyo a la adopción universal en el año en curso de las medidas propuestas por la Organización Internacional de Aviación Civil para obtener, a partir de 2020, un desempeño neutro en términos de carbono del crecimiento del transporte aéreo civil internacional;
- se reitera el compromiso de cumplir las medidas de reducción de emisiones del transporte marítimo internacional a través de las acciones de la Organización Marítima Internacional y, en especial, la implementación del Área Norteamericana de Control de Emisiones, “que incluye a México”.

Protección de la naturaleza y avance de la ciencia – Entre otras providencias, se expresa el compromiso de colaborar con las comunidades y líderes indígenas, “para incorporar los conocimientos tradicionales a los procedimientos de adopción de decisiones, incluyendo la administración de recursos naturales”. Adviértase que esta cuestión puede resultar tópica

24 SmartWay es una iniciativa de la Administración de Protección Ambiental (EPA) de EUA, en la que también participa Canadá y en la que se busca incorporar progresivamente a México. Se orienta a reducir las emisiones contaminantes, en especial las de GEI, que genera la flota vehicular que mueve cada año alrededor de 750 millones de ton de carga entre los tres países. La información básica sobre SmartWays se ubica en <https://www.epa.gov/smartway/north-american-smartway>.

a la luz de las diferencias entre comunidades y proyectos de desarrollo energético en México.

Liderazgo global en cambio climático – Se reitera el compromiso de los tres países con diversos acuerdos internacionales: el Acuerdo de París de la COP21, el Protocolo de Montreal y los acuerdos del G20 sobre reducción de subsidios a combustibles, entre otros.

Adviértase que la proclamación de Trump como candidato republicano y su victoria en el colegio electoral, tras la elección presidencial de noviembre, convirtieron en papel mojado el conjunto de esta declaración trilateral.

Energía y ambiente en las plataformas políticas

En julio celebraron sus convenciones previas a la elección presidencial los dos mayores partidos políticos de EUA. La principal tarea —que dominó el espectáculo, los comentarios y la información— fue, desde luego, la nominación de los candidatos a la presidencia y vicepresidencia por cada uno de ellos.

Como se sabe, las fórmulas que se aprobaron fueron las de Hillary Clinton y Tim Kaine por los demócratas y Donald Trump y Mike Pence por los republicanos. Correspondió también a las convenciones confirmar la aprobación de las respectivas plataformas políticas, elaboradas previamente por comités *ad hoc*.

Aunque constituyen la más elaborada expresión de la posición oficial de cada partido —contra la cual suelen contrastarse las posiciones directas de los candidatos y cuyo contenido se compara con el de las relativas a procesos anteriores para apreciar la evolución de las posturas políticas— no son documentos que en realidad permeen las expresiones más amplias del debate político electoral.

Algunos analistas consideran que las plataformas reflejan, sobre todo, los puntos de vista de las élites dirigentes o dominantes de cada partido, matizadas en ocasiones por puntos de vista específicos de los candidatos propuestos. Es interesante adentrarse en el análisis del contenido y alcance de los documentos demócrata y republicano de 2016 en lo que se refiere a los temas de energía y ambiente.

En el cuadro que ocupa las páginas sucesivas se presentan los señalamientos centrales de cada documento. Siempre que se consideró necesario se acudió a trasladar el texto al castellano y las traducciones directas aparecen en cursivas. En otras ocasiones se prefirió resumir los planteamientos originales.

Se procuró incluir prácticamente todo el contenido en materia de política de energía, aunque algunas enumeraciones resultaron relativamente extensas.

En cambio, en materia de ambiente se seleccionaron sobre todo los contenidos más directamente relacionados con energía, además de los relativos al cambio climático.

<p>Plataforma demócrata 2016</p>	<p>Plataforma republicana 2016</p>
<p>[Capítulo II / Apartado 3]</p> <p>Creación de empleos remuneradores en energía limpia:</p> <p>Debemos asistir a los trabajadores y empresas de EUA para que compitan globalmente por empleos e inversiones en energía limpia, productos de alta tecnología, productos de tecnología de la información, manufacturas y vehículos avanzados. Debemos convertir a nuestra manufactura en la más competitiva internacionalmente, al tornarla la más verde y eficiente en el mundo, incluyendo las inversiones en eficiencia energética.</p>	<p>[Capítulo I / Apartado 10]</p> <p>Construcción del futuro: red de transmisión de EUA</p> <p>Nuestro sistema de transmisión eléctrica interestatal ha solidificado el desarrollo y entrega de energía de bajo costo, que estimula el crecimiento económico en el conjunto del país. La red envejece, es vulnerable ante amenazas cibernéticas y terroristas y no puede atender las necesidades del futuro. No deberían requerirse de siete a diez años para planear y construir una línea de transmisión. Apoyamos procesos expeditos de trazo y una expansión cuidadosa de la red para que consumidores y empresas mantengan su acceso a energía eléctrica accesible y confiable.</p>
<p>[Capítulo VI]</p> <p>Combatir el cambio climático, construir una economía con energía limpia y garantizar la justicia ambiental</p> <p><i>El cambio climático constituye una amenaza urgente y el desafío definitorio de nuestro tiempo.</i> [Tras enumerar diversos impactos ambientales sufridos y resumir los compromisos internacionales de EUA en la materia, se proclama:]</p> <p><i>Pensamos que EUA debe operar por completo con energías limpias a mediados de siglo. Adoptaremos medidas audaces para combatir la polución por carbono y proteger nuestra atmósfera limpia; encabezaremos la lucha mundial contra el cambio climático, asegurándonos que ningún estadounidense quede al margen de la más rápida transición a una</i></p>	<p>[Capítulo III]</p> <p><i>Los recursos naturales de EUA: agricultura, energía y ambiente</i></p> <p>[Tras una referencia a la importancia de las actividades primarias y extractivas, a la entrega de sus trabajadores y a su contribución al empleo y a la alimentación de miles de millones de personas en el mundo, se advierte que:]</p> <p><i>Hace algunos años, un consenso bipartidista apreciaba el aporte de las industrias extractivas y premiaba su espíritu de empresa, al reducir al mínimo la interferencia con su trabajo. Esta situación ha cambiado de manera radical. Tratamos en vano de encontrar, al interior del Partido Demócrata, líderes que se pronuncien a favor de las personas que</i></p>

<p><i>economía con energía limpia y manejaremos de manera responsable nuestros recursos naturales y tierras y aguas públicas. Los demócratas rechazamos la idea de elegir entre proteger al planeta y crear empleos remuneradores. Se puede hacer ambas cosas y las haremos.</i></p> <p><i>Construir una economía con energía limpia</i></p> <p>[Este apartado enumera políticas, programas y acciones, entre ellas las siguientes:]</p> <ul style="list-style-type: none"> • obtener 50% de la generación eléctrica de fuentes limpias en un decenio; • reducir dispendio mediante mayor eficiencia en hogares, escuelas, hospitales y oficinas; • modernizar la red de transmisión y distribución eléctrica; • convertir a la industria de EUA en la más limpia y eficiente del mundo; • en el sector transporte: reducir el uso de petróleo a través de combustibles más limpios, vehículos eléctricos y mayor rendimiento por unidad de combustible en automóviles, calderas, barcos y vehículos de carga; • eliminar las deducciones impositivas y subsidios a las empresas de combustibles fósiles; • defender y ampliar los incentivos fiscales a la eficiencia energética y la energía limpia; • los precios del CO₂, el metano y otros GEI deben reflejar sus externalidades negativas y acelerar el tránsito a las energías limpias; 	<p><i>trabajan en la producción agrícola, de energía y minera.</i></p> <p><i>Una nueva era en la energía</i></p> <p>[En este apartado se combinan apreciaciones críticas de las orientaciones y políticas de la administración Obama sobre energía y ambiente con opiniones, juicios y algunas propuestas específicas sobre temas de energía y ambiente, entre las que destacan las siguientes:]</p> <ul style="list-style-type: none"> • el sector de energía provee energía limpia, accesible, segura y abundante, suficiente para garantizar la seguridad energética de la nación por siglos; • apoyamos la apertura de las tierras federales y de la plataforma continental a la exploración y producción responsables, incluso cuando estos recursos no sean desarrollados prontamente; • dado que los estados tienen capacidad para fomentar el desarrollo económico y proteger el ambiente, el Congreso debería autorizar a los reguladores de los estados a administrar los recursos de energía de las tierras públicas que les correspondan; • se derogará por completo el Plan de Energía Limpia de Obama;¹ • el Partido Demócrata no entiende que el carbón es una fuente nacional de energía abundante, limpia, asequible, y confiable; • nos proponemos llevar adelante y concluir el proyecto del ducto Keystone; • el gobierno no debe elegir favoritos entre los actores del sector <p><small>1 Véase "El plan de generación eléctrica limpia de Estados Unidos", en Jorge Eduardo Navarrete, <i>Aspectos del derrumbe: el mercado petrolero mundial en 2015</i>, UNAM / PUED, México, 2016 (edición electrónica: www.pued.unam.mx), pp 84-86</small></p>
---	---

<ul style="list-style-type: none"> • deben defenderse, ampliarse y aplicarse las normas de uso eficaz de combustible, construcción limpia y eficacia de aparatos, instrumentos y maquinaria eléctrica; • regular de manera efectiva la fracturación hidráulica para proteger, en especial, las fuentes locales de agua potable; • no autorizar proyectos de <i>fracking</i> a los que se opongan las comunidades del estado o localidad en que se sitúen; • reducir entre 40% y 45% para 2025, respecto de 2005, las emisiones de metano asociadas a la actividad petrolera y al transporte; • facilitar la construcción de líneas de transmisión para incentivar el acceso al mercado de la energía renovable de bajo costo; • estimular las fuentes eólica, solar y otras renovables sobre el desarrollo de nuevas plantas generadoras a gas natural; • reafirmar la decisión de rechazar el ducto Keystone XL. <p>Se subraya que muchas de estas medidas darán lugar a la creación de gran número de puestos de trabajo.</p> <p>Garantizar la justicia ambiental</p>	<p>energético;</p> <ul style="list-style-type: none"> • el cambio climático está muy lejos de ser el asunto de seguridad nacional de mayor importancia para este país —es el triunfo del extremismo sobre el sentido común; • apoyamos el desarrollo de todas las fuentes de energía que sean comercializables en un mercado libre, sin subsidios, entre ellas el carbón, el petróleo, el gas natural, la energía nuclear y la hidroeléctrica; • respetamos la demostrada capacidad de los estados para regular el uso de la fracturación hidráulica, las emisiones de metano y la perforación horizontal; • alentamos el desarrollo a costos razonables de las fuentes de energía renovables —eólica, solar, biomasa, geotérmica, biocombustibles y maremotriz— por el capital privado; • nos oponemos a cualquier tipo de impuesto al carbono; • pedimos al sector privado que dirija sus recursos a desarrollar tecnologías de captura y secuestro de carbono; • la exportación de energía debe ser libre e irrestricta; • aumentar la producción nacional de energía actuará como contrapeso de la manipulación de mercado por la OPEP y otras petroleras estatales —reducirá también nuestra vulnerabilidad ante la volatilidad de los precios de la energía.
<p><i>[...]La lucha contra el cambio climático no debe marginar o excluir a ninguna comunidad—incluso las carboníferas, que por generaciones mantuvieron encendidas las luces en nuestro país. [...] haremos nuevas inversiones que creen empleos y construyan un futuro económico más brillante y resiliente. Nos opondremos a las amenazas a la salud pública de estas comunidades derivadas de prácticas de extracción dañinas o peligrosas, como las operaciones mineras de remoción de</i></p>	<p><i>Progreso ambiental</i></p> <p><i>El ambiente es demasiado importante para dejarlo en manos de ambientalistas radicales. Usan las herramientas del pasado para</i></p>

<p><i>picos montañosos.</i></p> <p><i>Deben investigarse las acusaciones de fraude corporativo a las compañías de combustibles fósiles por posible engaño a sus accionistas y al público sobre la veracidad científica del cambio climático.</i></p> <p><i>Protección de las tierras y aguas públicas</i></p> <p><i>Nos oponemos a la perforación en el Ártico y frente a la costa del Atlántico. Consideramos necesario reformar el régimen de concesiones en tierras federales. Reduciremos en forma gradual la extracción de combustibles fósiles en tierras públicas, a partir de las fuentes más contaminantes, al tiempo que en ellas se establecen los proyectos de la economía de energía limpia y de creación de puestos de trabajo.</i></p> <p><i>Los demócratas expandiremos la producción de energías renovables en tierras y aguas federales –de la eólica en Wyoming a la solar en Nevada.</i></p>	<p><i>controlar un futuro que no comprenden. [...] Su enfoque se basa en ciencia apócrifa, tácticas atemorizantes y regulación de comando y control.</i></p> <p><i>Como nación, hemos reducido radicalmente la contaminación, generalizado el reciclaje, educado al público y evitado la degradación del medio.</i></p> <p><i>El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de la ONU es un mecanismo político, no una institución científica objetiva [...] Rechazamos las agendas tanto del Protocolo de Kioto como del Acuerdo de París, que sólo representan el compromiso personal de quienes lo firmaron; ninguno de estos acuerdos puede obligar a Estados Unidos en tanto no sea sometido al Senado y ratificado por éste.</i></p> <p><i>Demandamos la inmediata suspensión de las contribuciones de EUA al financiamiento de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático [porque reconoce como tal al Estado Palestino].</i></p>
<p>https://www.demconvention.com/wp-content/uploads/2016/07/Democratic-Party-Platform-7.21.16-no-lines.pdf</p>	<p>https://www.gop.com/the-2016-republican-party-platform/</p>

Es notorio el contraste entre ambos documentos.

Si las plataformas políticas en año electoral son una suerte de aproximación al programa de gobierno, es claro que el documento demócrata ofrece mucha mayor riqueza y detalle de planteamientos y propuestas. Cada una de estas parece contar con un grado suficiente de racionalidad en su formulación.

Si, en cambio, el documento se concibe como otro elemento de la propaganda política electoral, más interesada en ocasiones en denostar al adversario que en explicar y fundamentar las posiciones propias. La plataforma republicana responde a este modelo.

Más allá de este primer contraste, parece útil comparar algunos de los contenidos básicos de uno y otro documentos:

Los demócratas proponen y los republicanos rechazan ajustar la matriz energética del país para abatir el contenido de carbono.

Los demócratas apuntan hacia una economía baja en carbono en el horizonte de 2050. Proponen una transición progresiva hacia las energías renovables en generación eléctrica y de manera gradual en el transporte. Enumeran una larga serie de medidas específicas en muy diversos sectores que, vistas en conjunto, integran una estrategia nacional. No hay referencia directa a los costos de instrumentación —tanto directos como en términos de impacto sobre el ritmo de crecimiento— aunque se sabe los que corresponden a la mayor parte de estas acciones, como todas las que integran al plan nacional de energía limpia de la administración Obama, ya citado.

En cambio los republicanos proponen una utilización generalizada de todas las fuentes de energía primaria, de manera independiente del contenido de carbono, como reflejo de su rechazo a la evidencia científica del calentamiento global. Específicamente anuncian que derogarían ese plan de energía limpia, como parte de una ofensiva generalizada contra las restricciones a la explotación y uso de cualquier fuente de energía por consideraciones ligadas al ambiente, en especial al cambio climático.

Sujetar el aprovechamiento de recursos naturales en el sector de la energía a restricciones de conservación y cuidado ambiental o dejar al mercado todas las decisiones en esa materia.

De acuerdo con la plataforma republicana, como ha ocurrido por siglos, debe continuarse permitiendo la explotación de recursos naturales que resulte económicamente rentable en un mercado libre básicamente desregulado, incluyendo el desarrollo de todas las fuentes de energía que sean comercializables. Por su parte, los demócratas proponen un enfoque centrado en una regulación eficaz que proteja el ambiente, evitando o controlando prácticas de explotación depredadoras y prohibiendo la explotación en zonas terrestres o marítimas frágiles o que supongan riesgos de más amplio alcance, como el Ártico.

Del desarrollo progresivo de la regulación al desmantelamiento de las acciones reguladoras. Los republicanos adoptan un enfoque de regulación mínima ya que consideran que la industria es capaz de regularse a misma. Postulan que, en todo caso, la función reguladora en el sector de energía quede en manos de las autoridades de los estados y no se ejerza a nivel federal. Expresan su rechazo a las prohibiciones o embargos de actividades de exploración y extracción en ciertas zonas por razones de cuidado ambiental, a las que en general ven como limitaciones injustificadas a la libertad de empresa. Por su parte, los demócratas postulan un aparato suficiente y efectivo de regulación federal, que perfeccione y desarrolle el que ahora existe alrededor de la Administración de Protección Ambiental (EPA). Se pronuncian por mantener las exclusiones y embargos de exploración de hidrocarburos en el litoral norte del Ártico y costa afuera en el Pacífico, así como la nueva extracción de carbón en terrenos federales. (Sobre este punto en particular, los republicanos proponen retornar estas tierras a dominio de los estados, lo que las excluiría de la regulación federal.)

De la intención de liderazgo al retiro y el aislamiento. No podría ser más radical el contraste entre la intención del Partido Demócrata de procurar que EUA asuma el liderazgo de los esfuerzos globales en materia

de combate del calentamiento global y la decisión del Republicana de abandonar esos esfuerzos y denunciar o excluirse del cumplimiento de los compromisos asumidos.

En energía y ambiente —como en otras muchas áreas— la opción que tienen ante sí los electores estadounidenses es nítida, clara y, podría decirse, brutal.

Acerca de los subsidios a las petroleras de EUA

El tema de los subsidios a las corporaciones petroleras en EUA volvió a considerarse a partir de que el comunicado de los líderes del G20 lo puso sobre la mesa. El Council of Foreign Relations publicó en agosto de 2016 una importante investigación en esta materia, que tuvo repercusión en los medios informativos.²⁵

Los principales señalamientos del estudio, que se destacan de manera resumida en el artículo, se reflejan en los siguientes puntos:

La industria petrolera de EUA ha recibido trato fiscal favorable a lo largo de toda su historia. Los tres principales subsidios ahora en vigor datan desde 1916, el más antiguo, hasta 2004, el más reciente: cien años de subsidios o, como prefiere denominarlas el autor, ‘preferencias fiscales’. Explicadas en forma sucinta son las siguientes:

Porcentaje de agotamiento — Permite a las empresas deducir de su ingreso gravable hasta el 15% del ingreso recibido por un millar de barriles de crudo o 6,000 millones de pies cúbicos (pc) de gas de cada uno los sitios en que realizan operaciones de extracción. Sólo las empresas dedicadas a la extracción primaria pueden deducir este porcentaje; las empresas integradas, que también realizan operaciones *downstream* deben calcular otra forma de subsidio: el costo de agotamiento. El sacrificio fiscal que este subsidio representa se estima en US\$ 1,700 millones anuales.

Costos intangibles de perforación (IDC) — Se estima que los IDC

25 El estudio — *The Impact of Removing Tax Preferences for U. S. Oil and Gas production*, de Gilbert E Metcalf, Council of Foreign Relations, agosto de 2016, 41pp— está disponible en el portal del Consejo y puede consultarse en http://www.cfr.org/energy-policy/impact-removing-tax-preferences-us-oil-gas-production/p38150?cid=otr-marketing_use-TaxPreferencesPaper/# El artículo alusivo es Eduardo Porter, “Do Oil Companies Really Need \$4 Billion per Year of Taxpayers’ Money”, *The New York Times*, 5Ago16 (<http://www.nytimes.com/2016/08/06/upshot/do-oil-companies-really-need-4-billion-per-year-of-taxpayers-money.html?emc=eta1>).

representan entre el 70% y el 85% de los costos totales de la extracción de recursos. Este subsidio permite la deducción inmediata, en el año en que se realizan, del 100% de los IDC de los productores independientes y del 70% de los incurridos por productores integrados, difiriendo a 5 años la deducción del 30% restante. El gasto fiscal implicado es de US\$ 3,200 millones anuales.

Deducción por manufactura — Permite, desde 2004, reducir el ingreso gravable por hasta 6%, sin rebasar la mitad de los salarios que la empresa cubre a sus trabajadores. El monto de este subsidio se estima en US\$ 1,100 millones anuales.

La suma de las tres preferencias, US\$ 6,000 millones por año, excede en 50% el monto que Porter menciona en el encabezado de su artículo. Por ello se ha planteado la necesidad de eliminar tan costosos privilegios fiscales. El autor calcula el grado en que las inversiones en extracción y los niveles de producción podrían verse afectados por la eliminación de los subsidios, considerándola equivalente a reducciones en los precios del crudo y el gas.

El impacto de la eliminación de los subsidios sobre la producción petrolera sería mínimo: del orden de 5% para 2030. Habría un leve impacto alcista en los precios internacionales, de alrededor de 1%, pues la menor oferta de EUA sería suplida por otros productores. En el país, el precio de la gasolina al consumidor podría registrar un alza, derivada del retiro de los subsidios, de hasta US\$ 0.02 por galón.

Estas conclusiones contrastan con las consecuencias catastróficas que la industria atribuye a la eliminación de los subsidios. El American Petroleum Institute, por ejemplo, considera que la caída de la producción de petróleo y gas sería de 15% para 2023 y la pérdida de empleos del orden de 250 mil para 2019.

En el estudio de Metcalf se señala que en el caso del gas natural la eliminación de los subsidios tendría mayores repercusiones: caída en la producción de entre 3% y 4% y alza en el precio interno del orden del 10%. La cuenta mensual de electricidad de los hogares podría aumentar en siete dólares.

Tampoco sería importante el impacto sobre las emisiones de GEI.

El resultado más positivo de la eliminación del privilegio fiscal a las petroleras sería recuperar por lo menos US\$ 4,000 millones anuales en la recaudación. Se vería muy fortalecida la autoridad moral de EUA para demandar que otros países, como se han comprometido en el G20, eliminen también sus subsidios.

Es claro que el arribo al poder de la administración Trump significa que los subsidios al *'big oil'* por lo menos se mantendrán.

Trump, la energía y los combustibles fósiles

El 22 de noviembre de 2016, Gregory Meyer publicó en el *Financial Times* una de las primeras evaluaciones de conjunto de lo que puede significar la presidencia de Donald Trump para el sector de la energía y, en particular, para los hidrocarburos y demás combustibles fósiles en EUA.²⁶

Recuerda el autor que, al enumerar el día anterior, las cuestiones que se propone solventar en sus primeros cien días de gobierno —es decir, antes de finales de abril de 2017— se encuentra una destacada referencia a la energía: “Cancelaré —dijo— las restricciones destructoras de empleos que afectan la producción de energía en EUA”. Lo anterior supone abrir más tierras y aguas federales a las actividades de prospección y exploración de petróleo y gas; facilitar la obtención de permisos y licencias para nuevos proyectos y rescindir las acciones ejecutivas del presidente Obama. “Desregulación es la palabra que recoge lo esencial de su compromiso —una idea elusiva que se ha perseguido desde los años 70 del siglo pasado”.

Hay cuatro razones por lo menos que obligan a ver con cautela la influencia real de esa promesa en la producción de crudo de EUA: a) los precios del petróleo; b) el tipo de cambio del dólar y el futuro de las tasas de interés; c) el efecto más bien limitado de las actuales reglamentaciones, y d) las cambiantes relaciones de EUA con otros exportadores de crudo, como Irán y Rusia.

A mediados de noviembre el WTI alcanzaba un precio de US\$

26 Véase Gregory Meyer, “Don’t bet on Donald Trump opening the spigots on US oil”, *Financial Times*, 22 de noviembre de 2016 (www.ft.com).

48.65/b, apenas por encima de días anteriores, pero 80% superior a los niveles mínimos del pasado invierno. Sin embargo, seguía siendo demasiado bajo para que muchos productores operasen con utilidad. Desde su máximo de 9.6 Mbd, alcanzado en abril de 2015, la producción de EUA se ha reducido en aproximadamente un Mbd, pues se dejaron ociosos numerosos pozos como respuesta a la caída de los precios —sobre todo en los campos no convencionales. Algunos analistas suponen que las cosas no regresarán realmente a la normalidad mientras las cotizaciones se mantengan por debajo de los ochenta dólares.

Tras la elección de Trump el dólar se ha revaluado. Un dólar fuerte encarece el petróleo producido en EUA y, al abatir la demanda, afecta las condiciones de producción. El alza de las tasas de interés —normalmente asociada a la expectativa inflacionaria— puede también encarecer los proyectos de inversión de los productores, ya afectados por los menores precios.

Facilitar la perforación en tierras federales no actuará como incentivo de la oferta, pues los estados no tienen una amplia participación en esas operaciones. Hay que recordar el caso de Wyoming, que deriva más de la mitad de su producción de tierras federales. El vicepresidente de los petroleros del estado no considera que las limitaciones de acceso a tierras federales constituyan un problema: ‘a menos de que se trate de un jardín urbano o algo por el estilo, realmente no hay áreas que no estén abiertas a la actividad’.

Era de esperarse que los intereses petroleros se quejaran de la prohibición de perforar costa afuera en el litoral norte de Alaska, considerándola una concesión excesiva a los ambientalistas. El hecho es que, desde que cayeron los precios, la exploración en el Ártico estadounidense estaba de hecho suspendida. La perforación de Shell en 2015 no arrojó resultados positivos.

Se ha manifestado la opinión de que, más que el gobierno de Trump, serán las condiciones del mercado las que abran o cierren las válvulas, al menos en el corto plazo. Facilitar la extracción en tierras federales no contribuirá en mucho; facilitarla costa afuera, podría contribuir mucho, pero no por largo tiempo.

Trump se propone eliminar las reglas que limitan las emisiones de metano de las instalaciones petroleras. Empero, no se sabe si esto realmente contribuirá a elevar la producción. Un estudio reciente encontró que la existencia o inexistencia de reglas de este tipo no tiene una influencia perceptible en los volúmenes de producción.

En el exterior el panorama es complicado. Un acercamiento con Rusia facilitaría la adquisición de crudo de ese origen; un enfrentamiento con Irán podría llevar a tratar de limitar de nuevo sus exportaciones en todo el mundo.

El comportamiento de los mercados de futuros ha mostrado la incertidumbre prevaleciente: “Desde el día de la elección, los futuros del WTI para entrega en diciembre de 2020 —el último mes completo de una primera administración de Trump— han aumentado en sólo un dólar.”

¿Grandes descubrimientos que nunca serán explotados?

A pesar de la drástica reducción que en los dos últimos años han resentido los presupuestos de inversión en exploración de las grandes corporaciones petroleras y a pesar de que existe la posibilidad de que buena parte de los hidrocarburos ya descubiertos permanezcan en el subsuelo por razones ambientales, continúan los anuncios de nuevos y cuantiosos hallazgos de nuevos campos. Entre octubre y noviembre, sólo en EUA, se dieron a conocer los siguientes:

En los primeros días de octubre, la empresa Caelus Energy Alaska, LLC —una corporación privada— dio a conocer un descubrimiento de volúmenes significativos de petróleo ligero en áreas que tiene concesionadas en aguas someras del litoral norte de Alaska, en la bahía Smith. Los principales elementos del anuncio oficial de la corporación fueron los siguientes:

- Dos pozos exploratorios perforados a principios de 2016 e información sísmica sobre 126 millas², permitieron estimar reservas del orden de 6,000 Mb de crudo ligero (de 40° a 45° API), que podrían elevarse a 10,000 si se incorporan superficies

adicionales en áreas vecinas de la bahía Smith. Se espera alcanzar un factor de recuperación de entre 30% y 40% debido a la favorable condición de los fluidos hallados en el yacimiento. El área tiene un potencial de producción de alrededor de 200 Mbd de crudo ligero, sumamente transportable, que aumentará el volumen de aceite movido en el sistema de oleoductos TransAlaska y abatirá la viscosidad media de los crudos movidos por el mismo. El CEO de Caelus, Jim Musselman, señaló que el descubrimiento contribuiría a prolongar por tres o cuatro decenios la actividad petrolera en Alaska. “La estabilidad fiscal a largo plazo es crítica para un proyecto de esta dimensión. Sin los programas de crédito estatal nada de esto hubiera ocurrido. No estoy cierto que Caelus misma habría venido a explorar en Alaska” —concluyó. (CAELUS, 2016)

- A principios de septiembre, la corporación Apache —basada en Texas— anunció que, tras dos años de amplios trabajos geológicos y geofísicos, acumulación metódica de superficies y perforaciones de ensayo estratégico y delimitación, se encontraba en condiciones de confirmar el descubrimiento de un nuevo y significativo conjunto de recursos, ‘Alpine high’, situado en la porción sur de la cuenca de Delaware, sobre todo en el condado de Reeves, en Texas. La empresa estima que los hidrocarburos *in situ* se elevan a 75 billones de pc de gas natural y a 3,000 Mb de petróleo, sólo en las formaciones Barnett y Woodford. También espera hallar significativo potencial petrolero en otras formaciones inmediatas, menos profundas. Otras características importantes del descubrimiento son las siguientes: hasta el momento del anuncio se habían perforado 19 pozos, 9 de los cuales ya están en producción. Los costos de perforación se elevan, según se espera, a entre US\$ 4 y 6 millones por pozo, según las presiones que se encuentren. Se prevé que el desarrollo completo demande la perforación de 4,100 pozos horizontales. La estimación inicial para dos de las

zonas —Woodford y Barnett— muestra un valor presente neto, antes de impuestos, de entre US\$ 4 y 20 millones por pozo, con un precio estimado en US\$ 50/b, así como tres US\$ por millar de pc. (Apache, 2016).

- El Servicio Geológico de EUA (USGS) dio a conocer una nueva evaluación de los recursos de líquidos y gas contenidos en la parte media de la cuenca de Permian, en el noroeste de Texas, estimándolos en 20,000 Mb de petróleo y de gas natural equivalente a 1,600 Mb. Se trataría del mayor yacimiento continuo de petróleo en el país (continuo en el sentido de que aparece en formaciones no convencionales a lo largo del yacimiento, que se extiende de norte a sur entre las ciudades de Lubbock a Midland, más que en depósitos delimitados). Aunque buena parte de estos hidrocarburos no ha sido descubierta, el USGS considera que son técnicamente recuperables. Sin embargo, la viabilidad económica de los yacimientos dependerá de niveles de precios mucho mayores que los prevalecientes en el otoño de 2016. Se requerirían rangos superiores a los US\$ 60/b. (Visser, 18 de noviembre de 2016).

El diferendo bilateral con México: sector energía

La vulnerabilidad mexicana: dependencia importadora

El ascenso de Donald Trump a la presidencia de EUA materializó un cúmulo de tensiones en la relación bilateral con México. Sus diversas manifestaciones se discuten con amplitud en los dos países, pero, naturalmente, el alcance y las repercusiones del debate son mucho mayores en México. En los primeros días tras la toma de posesión el 20 de enero —y, de hecho, en los días y semanas anteriores a ésta— los tópicos centrales de preocupación correspondieron sobre todo a tres ámbitos:

- a los asuntos migratorios y laborales, ante las amenazas de deportaciones en masa de emigrados mexicanos no documentados y el endurecimiento general del trato a los

extranjeros en situación irregular, enfocado sobre todo en los procedentes de México;

- un segundo ámbito abarca las muy diversas cuestiones, políticas y humanitarias, relacionadas con la intención del presidente Trump, que se confirmó formalmente mediante orden ejecutiva *ad-hoc*, de construir una barrera física, un muro, a lo largo de la frontera sur, y,
- el tercero, a los temas comerciales y, en general, económicos, alrededor de la demanda de renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y de su eventual denuncia por parte de EUA, así como a la interferencia directa del presidente, aún antes de tomar posesión, en las decisiones de inversión en México de empresas estadounidenses y de terceros países, conminándolas a situarlas en EUA y amenazando con establecer aranceles punitivos a las importaciones que sus matrices pretendieran realizar a territorio estadounidense.

El sector de la energía no figuró de manera explícita entre los motivos centrales de preocupación hasta que, al agudizarse las tensiones, se hizo notar, en diferentes análisis, que el mismo constituía una de las mayores áreas de vulnerabilidad mexicana respecto de EUA. Naturalmente, el mayor factor de vulnerabilidad se encuentra en la extremada dependencia mexicana de energéticos producidos en EUA, siendo el gas natural y las gasolinas automotrices los ejemplos más relevantes, pero desde luego no los únicos.

Es interesante revisar de manera detallada un trabajo reciente en que se pasa revista a algunos aspectos de esta vulnerabilidad, sobre todo en lo referido a los suministros de gas natural y la operación de la generación eléctrica en México (Bordof & Boersma, s.f.).

Texto	Comentarios
<p>Las mismas preocupaciones están ganando importancia en el caso de otro país que rápidamente se ha tornado dependiente en materia de energía de un suministrador único que, de pronto, aparece como un nuevo riesgo político. Preocupa a México que, con la política de energía ‘Estados Unidos primero’, éste pueda actuar como una nueva Rusia.</p> <p>El comercio de gas natural entre EUA y México ha crecido mucho en los últimos cinco años como resultado del auge del shale gas, que ha convertido a EUA en exportador neto de ese combustible. Este auge ha sido muy oportuno para México, que a pesar de sus diversas reformas energéticas, enfrenta una producción declinante de gas natural.</p> <p>Como resultado, México depende más de importaciones de gas natural barato. En los últimos cinco años se dobló la capacidad de los ductos entre los dos países y volverá a duplicarla para finales de 2018... La parte del gas en la mezcla para generación eléctrica en México pasó de 34% a 54% de 2005 a 2015 y el crecimiento industrial de México está ligado a la disponibilidad de gas barato.</p> <p>México no ha sido el único beneficiario de este intercambio. También los productores estadounidenses de energía que enfrentan limitaciones de infraestructura que les impiden llevar el gas en forma económica a otras áreas del mundo. Aunque EUA ha iniciado la exportación de GNL, pasarán años antes de que haya capacidad suficiente para mover los volúmenes que ahora se dirigen a México.</p> <p>Estas interdependencias positivas también crean riesgos en caso de interrupciones de los suministros desde EUA. A diferencia del petróleo y el carbón, que pueden ser movidos a diferentes puertos con cierta facilidad, el transporte de gas es menos</p>	<p>El antecedente que los autores tienen en mente es, desde luego, el de Ucrania—y, más ampliamente, Europa centro-oriental—respecto de los suministros de gas natural desde Rusia y las presiones y tensiones asociadas a ellos desde hace años.</p> <p>La declinación de la extracción de gas en México no podía ser revertida por una reforma orientada, en forma casi exclusiva, a aumentar la oferta de crudo de exportación.</p> <p>Suele pensarse que la dependencia afecta solo a la generación eléctrica, por lo que debe tenerse en cuenta que se extiende al sector industrial moderno en su conjunto.</p> <p>Es una dependencia desequilibrada en todo caso. La capacidad de los ductos destinados a satisfacer la demanda mexicana es quizá lo que más rápido ha crecido en años recientes —quizá lo único que ha crecido en el sector de energía de México.</p> <p>Esta realidad evidente no fue tomada en cuenta al diseñar una política de generación eléctrica y de desarrollo industrial—que de hecho no existió— tan dependiente de suministros de energía importados.</p> <p>El país no sólo entró en una situación de dependencia, sino de dependencia rígida, cuyo rompimiento resultaría difícil, costoso y demorado.</p>

<p>flexible. Se efectúa sobre todo por ductos entre puntos fijos, que dan lugar a riesgos únicos de seguridad energética para países usuarios de gas que dependen en gran medida de suministros desde países vecinos.</p> <p>México tiene pocas opciones para sustituir el gas natural que importa de EUA. La capacidad de importar GNL es limitada e inferior a la mitad de los volúmenes importados de EUA. Sería costoso, sucio y no hay capacidad bastante para regresar al combustóleo en las plantas antiguas.</p> <p>Hasta ahora, el riesgo de seguridad energética asociado al abasto de gas desde EUA parecía remoto. Las amenazas del presidente Trump de gravar las importaciones desde México, de forzarlo a financiar el muro fronterizo y de abrir a renegociación el TLCAN han llevado a las relaciones bilaterales a su punto más bajo en décadas.</p> <p>La última de estas amenazas toca de manera directa a la vulnerabilidad del gas natural. La ley en EUA establece el requisito de permiso previo a las exportaciones de gas y prevé que éste se conceda “sin limitación ni demora” a los asociados de acuerdos de libre comercio (ALC). A los que no lo sean, el permiso sólo se otorga después de que se determine que corresponde al interés público, tras oír comentarios públicos y de una revisión ambiental.</p> <p>Si México se convierte en un país no-ALC o si el ALC que surja de la renegociación no incluye el trato nacional para el comercio de gas natural, las exportaciones de gas se sujetarían al proceso burocrático más engorroso. Los permisos no-ALC no solo llevan más tiempo, sino que están sujetos a mayor riesgo político. Acaba de vivirse la experiencia de controversia política sobre la exportación de GNL, que provocó una demora de dos años para que el gobierno de Obama accediera a conceder nuevos permisos.</p>	<p>La hipótesis más irreal o ingenua fue el supuesto de que la buena disposición del gobierno estadounidense hacia México sería constante e ilimitada.</p> <p>Las probabilidades de que la renegociación del TLCAN concluya en su denuncia por parte de EUA parecen cada vez mayores.</p> <p>Como lo vivieron los exportadores de crudo, los permisos de exportación, que ya se derogaron. De hecho invalidaban la posibilidad de realizar ventas al exterior.</p> <p>En caso de que la renegociación del TLCAN fracase —que se considera la hipótesis más probable— en México</p>
---	--

Los riesgos para la seguridad energética de México no se limitan a esto. Imagínese un escenario en que diversos factores —como el tiempo frío y las limitaciones al transporte o almacenamiento de gas— den lugar a un alza de precios del combustible en EUA. Con la estrategia de energía ‘Estados Unidos primero’, no sería imaginable que alguien objetara el envío de recursos escasos a otros países.

Si se juzga por la retórica reciente, no podría suponerse que el presidente se abstendría de amenazar con cortar suministros de energía esenciales a fin de conseguir que México acceda a pagar el muro o a renegociar el TLCAN. Aunque tales riesgos parecen aún improbables, hay preocupación entre los funcionarios mexicanos.

El gas natural no es la única vulnerabilidad mexicana. El comercio de crudo también plantea riesgos. Si bien México exporta unos 600 Mbd a EUA, refinerías de este país lo transforman en gasolina y diésel y lo exportan a México para su uso por los consumidores y empresas mexicanos.

México importa alrededor de la mitad de la gasolina y diésel que consume. Si se establecen nuevas barreras comerciales, como los aranceles, se elevaría el costo del suministro de crudo para los refinadores estadounidenses, se obligaría a México a vender crudo con descuento en otros mercados y se podría afectar la oferta de refinados en México —aunque el petróleo es mucho más flexible que el gas natural y sus productores y consumidores pueden ajustarse con cierta facilidad.

Mientras México espera a ver cómo funcionaría la política de energía ‘Estados Unidos primero’, sería útil estudiar la experiencia europea y prepararse para un día lluvioso.

parece pensarse que la opción mejor es colocar el comercio bilateral bajo las reglas generales de la OMC, con el argumento de que los aranceles de nación más favorecida de EUA son relativamente bajos. Este argumento pasa por alto los muchos tratamientos preferenciales vinculados al status de parte de un ALC, varios de los cuales atañen al intercambio comercial de productos energéticos.

En efecto, no es inconcebible que Trump —y su ministro de Comercio, Wilbur Rose— acudan a tácticas de chantaje y amenaza al negociar con México, en especial si sus objetivos de rectificación comercial con otros países menos vulnerables, como China o las mayores naciones europeas, no ofrecen los resultados que ellos esperan.

En circunstancias como las que aquí se describen sería aún más urgente elevar la producción nacional de gasolinas y otros derivados del petróleo. Ha empezado a mencionarse que una de las asociaciones de Pemex con empresas privadas podría permitir resucitar el proyecto de construir en Tula una nueva refinería.

Varios comentaristas mexicanos han señalado que las acciones de Trump, más que presagiar un día lluvioso, equivalen a llover sobre mojado.

La administración Trump y el sector petrolero

Los nuevos responsables: algunos puntos de vista

Los funcionarios de Trump a los que vale seguir la pista en materia de petróleo y, más ampliamente, de energía son los secretarios del Interior, de Energía y de Estado, quienes tienen incidencia directa en decisiones de política. El secretario de Comercio tiene injerencia en algunas cuestiones como los permisos para la exportación de crudo, que han dejado de ser necesarios salvo en caso de destinos políticamente controvertidos. Dada la estrecha imbricación de las cuestiones energéticas y las ambientales, el director de la Agencia de Protección del Ambiente juega un papel relevante en muchas decisiones.

Se presentan a continuación algunos antecedentes curriculares de los nuevos funcionarios y se recogen algunas declaraciones formuladas, sobre todo, con motivo de sus respectivos procedimientos de ratificación por el Congreso. (Dada la dispersión de la información al respecto, se han consultado los acervos del *New York Times*.)

RYAN ZINKE – SECRETARIO DEL INTERIOR. Ganó celebridad momentánea al llegar a caballo a su oficina el primer día de labores, jineteó un equino del cuerpo de seguridad de la Administración de Parques y Jardines; su inusual fotografía llegó a las primeras planas. Zinke —que obtuvo un grado en geología en la Universidad de Oregon en 1984 con apoyo en una beca deportiva— dedicó 23 de los 53 años de su vida a ser soldado. Un soldado muy especial: un SEAL, es decir, miembro de un cuerpo de élite de la Marina, especializado en “realizar misiones clandestinas detrás de las líneas enemigas, lucha armada directa, acciones especiales de reconocimiento, inteligencia y contraterrorismo” (www.navy.com/carrers). Sirvió la Unidad No. 6, que después saltó a la fama por la liquidación de Osama Bin Laden en 2011. Protagonizó una controversia sobre el uso de gastos de viaje que le fueron asignados y hubo de realizar una devolución por gastos no justificados. Fincó su carrera política en su historial de servicio militar, por el que obtuvo dos condecoraciones. Publicó una autobiografía con el título de *American Commander*, un grado

que nunca alcanzó. Perdió a dos amigos cercanos en el ataque al consulado de EUA en Bengasi en 2012 y guarda fuerte animadversión por Hillary Clinton. Poco después de su retiro de la Marina, en 2008 fue electo como senador estatal en Montana por dos períodos, de donde es originario, y fue después electo y reelecto representante en la cámara baja del Congreso. Es el primer exSEAL que alcanza una designación en el gabinete.

Zinke fue confirmado por el Senado por 68 frente a 31 votos. “Su cargo lo coloca en posición de controlar 200 millones de hectáreas, alrededor de la quinta parte del territorio del país, y debe equilibrar los mandatos contradictorios del Departamento del Interior: conservar la tierra y explotar sus recursos, en tiempos de intensa presión de los productores de energía, los activistas ambientalistas y su propio jefe, el presidente, quien colocó a los empleos de la industria de combustibles fósiles como bandera central de su plataforma de campaña. Corresponde al Departamento no solo el cuidado de los 59 parques nacionales, sino también de vastas superficies ricas en recursos carboníferos, hidrocarburos y maderables, así como la responsabilidad por la tierra que ocupan y los servicios de 567 tribus nativas” (www.nytimes.com -- 1Mar17).

La información pública sobre las posiciones y opiniones de Zinke ofrece un panorama contradictorio. Por una parte, él se considera un seguidor de Theodore Roosevelt, exponente del llamado ‘modelo John Muir, que postula que existen bienes naturales con los que el hombre debe interferir lo menos posible y actuar sobre todo como observador’. Se ha proclamado testigo personal de las consecuencias del cambio climático: “En una ocasión, mi familia y yo almorzamos cerca del glaciar Grinnell [en el parque natural de los glaciares en Montana] y, mientras comíamos el glaciar retrocedió. El clima está cambiando y el hombre influye en ello. Pienso que debe haber un debate sobre el alcance de esa influencia y sobre lo que puede hacerse al respecto.” No ha favorecido el traspaso a las autoridades estatales o locales de tierras federales, en una posición que es contraria a lo ofrecido por Trump en la campaña. También ha solicitado mayores recursos para el Fondo de Conservación de Tierras y Aguas, que destina recursos provenientes de las regalías petroleras a preservar el patrimonio natural.

Por otra parte, la Liga de Votantes por la Conservación le ha asignado una puntuación, por el conjunto de su carrera legislativa, de solo 4 por ciento. Ha recibido donaciones para sus campañas políticas, por US\$ 350 mil, provenientes de compañías de petróleo y gas. Se ha opuesto a la moratoria en la expedición de nuevas licencias de explotación de carbón y se le reconoce como decidido defensor de esta industria: “no vamos a proveer de energía al país con polvos mágicos y esperanzas”—dijo en alguna ocasión.

Zinke iniciará su trabajo con la aplicación de una reducción de 11% a las partidas presupuestales asignadas al DOI en el año fiscal 2018, de un total del orden de US\$ 13 mil millones, afectando sobre todo el Servicio de Pesquería y Vida Silvestre, al que corresponde designar y proteger a las especies en peligro (www.nytimes.com -- 1Mar2017).

JAMES RICHARD (RICK) PERRY – SECRETARIO DE ENERGÍA. Célebre por haber sido incapaz de mencionar, en un debate de precampaña electoral transmitido por tv en 2011, al Departamento de Energía como uno de los tres que se proponía eliminar, en aras de reducir el gasto público. Célebre también por ignorar, en apariencia hasta el momento de su designación, que la responsabilidad por cuidar el arsenal estadounidense de armas nucleares corresponde al Departamento que se le confiaba y por afirmar que cuando se enteró de esta circunstancia cambió de opinión y reconoció la importancia del Departamento y la necesidad de su permanencia. Otro cambio de opinión importante se refiere al cambio climático, al que solía referirse como un mito engañoso, si bien ahora reconoce —advíertase la construcción gramatical— que “el clima está cambiando y creo que parte de ese cambio es un fenómeno natural, pero otra parte resulta de la actividad humana”. Perry fue confirmado, por mayoría de 62 a 37, en el pleno del Senado.

Fue gobernador de Texas de 2000 a 2015. De 1972 a 1977 sirvió, como piloto, en la Fuerza Aérea y considera que esta experiencia lo capacita en el campo de la administración del arsenal nuclear. En el sitio de internet en que promovió su candidatura presidencial (www.rickperry.org), se presenta a sí mismo como antiguo agricultor, veterano de la Fuerza Aérea

y antiguo gobernador. La primera de estas calidades la debe a la herencia familiar y constituyó el marco en el que obtuvo un grado académico en ‘ciencias animales’ en la Texas A&M University. En Texas actuó, tras su servicio militar, como comisionado de Agricultura del gobierno del estado; tres períodos como legislador estatal y fue electo vicegobernador. De sus tres lustros al frente del gobierno de Texas destaca “su actuación decisiva para proteger a Texas y al país en su conjunto de un alza sin precedentes de cruces ilegales en la frontera sur, desplegando un mayor número de agentes fronterizos y movilizándolo la Guardia Nacional hacia la zona”. Un profesor de la Universidad Metodista del Sur de Texas comentó la designación del exgobernador señalando: “Rick Perry resultó hecho a la medida para la política texana. Tiene ligas muy estrechas con la industria petrolera y es un destacado exponente de la ‘línea texana’: bajos impuestos y regulaciones laxas. Nada de esto le proporciona los conocimientos necesarios para conducir el Departamento de Energía” (www.nytimes.com – 18Ene17).

Las tareas del Departamento de Energía, de acuerdo con su misión institucional, abarcan tres áreas sustantivas: garantizar la seguridad y prosperidad del país, respondiendo a sus desafíos energéticos, ambientales y nucleares a través del desarrollo de la ciencia y la innovación técnica (www.energy.gov). Dos tercios del presupuesto anual del DOE, del orden de US\$ 30,000 millones, se dedican al mantenimiento, renovación y seguridad del arsenal nuclear de EUA; a evitar la proliferación de armamentos nucleares; a la limpieza y reconstrucción de gran número de construcciones que aún se usan o se usaron en el pasado para actividades relacionadas con las armas nucleares, y a la supervisión de una vasta red de 17 laboratorios nacionales que suelen ser considerados como las joyas de la corona de la investigación científica gubernamental. Una de las responsabilidades centrales de Perry, como secretario de Energía, será intervenir en cualquier trato o negociación diplomática alrededor del programa nuclear de Irán, que fue uno de los blancos favoritos de los ataques de Trump en la campaña presidencial y que ha seguido siendo calificado como ‘un desastre’ por el ahora presidente.

La audiencia de confirmación de Perry ante el Comité de Energía

y Recursos Naturales del Senado fue particularmente controvertida. Interrogado por el senador Bernie Sanders, Perry se manifestó a favor de la no proliferación, asumiendo una posición distinta a la del presidente, que implícitamente al menos parece favorecerla. Consideró que realizar ensayos nucleares es “una idea peligrosa” y que sería preferible no verse en la necesidad de tener que realizar nuevas pruebas.

REX TILLERSON – SECRETARIO DE ESTADO. Desde tiempo inmemorial, los ejecutivos de las grandes corporaciones petroleras han influido y, en ocasiones, delineado aspectos importantes de la política exterior y la actividad internacional de EUA, pero ahora, por primera vez, asumen el mando directo al transitar, sin solución de continuidad, de la posición de CEO de una gran petrolera a la de responsable de Foggy Bottom.

Tillerson empezó con el pie izquierdo. Al presentarse a su nuevo trabajo ofreció un discurso inspirador a la plétora de diplomáticos que lo rodeaba, distanciándose, en el fondo y en la forma, de las actitudes de su principal. Dijo, por ejemplo, tener “una alta consideración” por los diplomáticos de carrera de EUA, a los que Trump parece despreciar en general; también reconoció “depender de los expertos” del Departamento, que Trump censuró en la campaña. Despertó la esperanza de que podría suavizar un tanto la muy pesada mano del presidente en el trato con líderes y dignatarios extranjeros. Estas esperanzas fueron flor de un día. Pronto se advirtió que el secretario era marginado de reuniones en que su presencia debería darse por supuesta, como las conversaciones con el primer ministro de Israel, o que no se le consultaba para adoptar decisiones importantes en su área, como el sugerido abandono de la fórmula de ‘dos estados’ para resolver el conflicto palestino-israelí, o la advertencia a Irán respecto de sus ensayos balísticos; o que dejaban de atenderse sus preferencias, expresadas públicamente, respecto de funcionarios de alto nivel en su propio Departamento, como su segundo a bordo. Poco después Tillerson mismo sumó actitudes que también lo distanciaron de los diplomáticos profesionales, en especial su preferencia por no acudir a ellos al integrar las comitivas para sus visitas oficiales a otros países. No hubo luna de miel (www.nytimes.com -- 24Feb17).

La ‘historia de vida’ de Tillerson, de 64 años y texano, es muy simple, tras graduarse en ingeniería en la Universidad de Texas en Austin, en 1975 entró a trabajar a la Exxon —después convertida en ExxonMobil— y ahí siguió, ascendiendo la escalera hasta el peldaño más alto. Su segundo empleo es el de secretario de Estado. Hay quienes piensan que su mayor desafío, ahora, es establecer su posición y hacer valer su cargo frente a los estrategas y asesores mayores del presidente, como Bannon y Kushner, que gustarían trasladar a la Casa Blanca las decisiones y acciones de política y relaciones internacionales, o como Peter Navarro, a quien se designó para un nuevo cargo, el de director del Consejo Nacional de Comercio²⁷, que no sufre sino convive con el representante especial para comercio. Navarro, cuyas responsabilidades no han quedado muy bien definidas, entrará en competencia directa con Tillerson (www.nytimes.com -- 1Feb17).

La confirmación de Tillerson fue difícil. El voto (56 a 43) se registra como el de mayor número de ‘*nays*’ en record para los 69 funcionarios que habían cumplido a esa fecha el procedimiento. Se estima que parte de los votos en contra de senadores demócratas objetaban más bien a quien efectuó el nombramiento que a quien fue nombrado. Se ha sugerido, con insistencia, que la verdadera ocupación de tiempo completo de Tillerson va a consistir en remediar los desaguisados de Trump, cuya lista es ya bastante larga.

WILBUR ROSS – SECRETARIO DE COMERCIO. Conocido sobre todo por haber hecho su considerable fortuna mediante la adquisición de empresas al borde de la quiebra y venderlas con enorme beneficio tras rehabilitarlas, Ross ha destacado por exponer opiniones muy definidas contra la liberalización del intercambio comercial —uno de los pilares

²⁷ No fue sino hasta finales de abril de 2017 cuando se definió, al menos, el nombre del organismo que encabezará Peter Navarro. Es una oficina de nueva creación dentro de la Casa Blanca denominada Oficina de Política Comercial y de Manufacturas. Una de sus primeras tareas será —junto con el Departamento de Comercio— localizar, identificar y corregir las violaciones y abusos de los acuerdos comerciales y del sistema de la OMC que han provocado cuantiosos déficit comerciales para Estados Unidos. Más informalmente, al darle posesión, Trump instruyó a Navarro para “defender a los trabajadores y compañías estadounidenses de aquellos que intentan robar nuestros puestos de trabajo y amenazan nuestra base industrial manufacturera”. Véase “Remarks by President Trump at Signing Executives Orders on Trade”, The White House, Office of the Press Secretary, 29 de abril de 2017 (www.whitehouse.com).

de la política comercial externa de EUA en los últimos decenios— y propugnar por la renegociación de los acuerdos comerciales vigentes. Tiene intereses económicos “en una miríada de negocios, que se extienden desde la banca a la energía y desde los créditos hipotecarios a la industria de autopartes”, incluyendo una empresa establecida en México.

Para evitar los conflictos de interés en el desahogo de las responsabilidades para las que fue designado, ofreció liquidar sus inversiones en 80 empresas y fondos de inversión y salir de los consejos de administración de no menos de dos docenas de entidades en las que mantiene intereses. El financiero, de 79 años, y su esposa reportaron ser propietarios de activos que van de US\$ 387 a 687 millones y que les reportan ingresos anuales de entre 16 y 55 millones (www.nytimes.com -- 17Ene17).

En su audiencia de confirmación, Ross señaló a la renegociación del TLCAN como la primera prioridad y sustancialmente hizo suyas todas las críticas que Trump ha vertido sobre el que considera “el peor acuerdo comercial de todos los tiempos”. El contenido todo del Tratado debe ser objeto de la renegociación —afirmó. Ross fue confirmado por 72 votos a favor y 27 en contra. La audiencia fue tranquila y transcurrió sin tropiezos. La información proporcionada sobre sus intereses económicos y la decisión de desinversión que ya se había anunciado, sin duda contribuyeron.

SCOTT PRUITT – ADMINISTRADOR DE LA AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL. Quizá la más controvertida de las designaciones de Trump, que despertaron gran número de objeciones e inquietudes, por tratarse no solo de un reconocido y elocuente anti ambientalista, sino por tener en marcha varias controversias jurídicas contra la Agencia que ahora administrará.

La confirmación de Scott Pruitt, el fiscal general de Oklahoma, como administrador de la Agencia de Protección Ambiental fue, quizá, la mas controvertida y resistida. La oposición fue muy activa e incluyó no sólo a organizaciones ambientalistas, como el Environmental Integrity Project, cuyo director escribió el artículo que se reproduce

parcialmente en el recuadro (www.nytimes.com – 18Ene17), sino a una coalición de los propios empleados de la Agencia, que, en una acción con escasos precedentes en el servicio civil estadounidense, se manifestaron públicamente contra el nombramiento.

Los partidarios, sobre todo las industrias del carbón y los hidrocarburos —importantes contribuyentes a las campañas políticas de Pruitt— prefirieron ser discretos para no afectar aún más sus opciones.

El resultado del voto de confirmación fue elocuente: 52 a 46, un senador republicano se opuso y dos demócratas, con vínculos reconocidos con la industria, votaron a favor.

Pruitt ha seguido una carrera política con el Partido Republicano que lo llevó en dos ocasiones al Senado de Oklahoma, entre 1999 y 2007, y a la fiscalía general del estado, desde 2011. Hizo estudios en ciencias políticas y comunicaciones en Kentucky y obtuvo —dice Wikipedia— el grado de *juris* doctor en la Universidad de Tulsa.

El punto no escrito de la versión oficial de su currículum es el de colaborador de las empresas de energía. Como fiscal general, presentó como demandas oficiales escritos que habían sido redactados por personeros de esas empresas y no tuvo empacho en demandar a la Agencia.

Ya en el cargo, declaró que el CO₂ no es un factor que contribuya en forma primordial al cambio climático (www.nytimes.com -- 9Mar17).

Rechacen a Scott Pruitt para la EPA

Eric Shaeffer [fragmentos]

La persona elegida por el presidente electo para dirigir la Agencia de Protección Ambiental es la antítesis de lo que la nación necesita como administrador de la agencia responsable por el cuidado de la salud humana y del ambiente.

El fiscal general de Oklahoma, Scott Pruitt, ha construido su carrera a través de una serie de demandas contra la agencia que tendrá a su cargo para conseguir que ésta desista de sus acciones de protección de la atmósfera y el agua de la nación y de su oposición a la idea misma de que la federación actúe en el control de la contaminación.

Al mismo tiempo, mientras Pruitt predica el evangelio de los derechos de los estados, se encuentra que tuvo poco interés en aplicar la legislación ambiental en su propio estado. Dada su convicción contraria a la regulación, su escepticismo en relación al cambio climático y su respaldo a las industrias que regularía, el Senado... debe rechazarlo.

Durante el tiempo [en que Pruitt fue fiscal] su oficina emitió más de 700 boletines de prensa... ninguno de los cuales se refirió a la aplicación de disposiciones ambientales o la imposición de sanciones. Más de 50 de ellos dieron cuenta de sus esfuerzos para demandar a la EPA y objetar sus acciones.

[Las acciones de Pruitt a favor del *fracking* fueron] calificadas por voceros de la industria como “sobresalientes”.

Pruitt sería un administrador de la EPA sobresaliente para los contaminadores, pero no para el resto de la gente. Está ansioso por dar reversa a las regulaciones ambientales a cargo de la EPA. Los legisladores harían bien en regresarlo a los campos petroleros de Oklahoma. (New York Times, 18 de enero de 2017.)

La asignación de recursos en el proyecto presupuestal

Desde que, a mediados de marzo de 2017, el presidente remitió al Congreso una aproximación de su propuesta presupuestal para el año fiscal 2018, que se inicia el próximo 1 de octubre, han sido muy abundantes los análisis de los impactos que esta distribución del gasto federal supone para las diferentes dependencias del gobierno federal estadounidense (la propuesta sobre el financiamiento del gasto vendría más adelante). Se presenta información relativa a las dependencias conectadas, en forma directa o indirecta con el sector de la energía:

<p>Departamento del Interior (DOI)</p> <p>Presupuesto en 2017</p> <p>US\$ 13,200 millones</p> <p>Reducciones en 2018</p> <p>US\$ 1,500 millones</p>	<p>“El presupuesto demanda un aumento de recursos para los programas centrales de desarrollo de la energía y apoya las prioridades del DOI en materia de seguridad de la población, conservación de la tierra y manejo de los ingresos por regalías. Elimina el fondeo de programas duplicados o innecesarios y reduce el destinado a programas de baja actividad como la adquisición de tierras.”</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incrementa o mantiene el gasto discrecional en programas vinculados con el desarrollo de la energía fósil. • El DOI simplificará los procesos de expedición de permisos, permitirá a la industria tener acceso a los recursos que el país necesita y asegurará que los causantes reciban un retorno adecuado por el aprovechamiento de estos recursos públicos. • Se mantendrá el financiamiento de la Oficina de Recaudación por Recursos Naturales para que continúe recaudando las regalías por recursos minerales y distribuyendo alrededor de US\$ 10,000 millones al año entre la Tesorería, los estados y las tribus nativas. • El US Geological Service dedicará US\$ 900 millones a la investigación y recolección de datos para apoyar el desarrollo de energía sostenible, el manejo responsable de recursos y la reducción de riesgos por azar.
--	---

<p>Departamento de Energía (DOE)</p> <p>Presupuesto en 2017</p> <p>US\$ 28,000 millones</p> <p>Reducciones en 2018</p> <p>US\$ 1,700 millones</p>	<p>“El presupuesto del DOE muestra el compromiso de la administración en establecer el papel que corresponde a una dependencia que era ejemplo del descontrol del gobierno federal y de la reducción del financiamiento deficitario.”</p> <p>El DOE concentrará sus recursos en las primeras etapas de la I&D y dejará al sector privado el financiamiento de las fases posteriores de la investigación, el desarrollo y la comercialización de las tecnologías.</p> <p>Debido a que el sector privado está mejor posicionado para financiar la investigación y desarrollo energéticos de vanguardia y la comercialización de tecnologías innovadoras, se eliminarán los siguientes programas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Proyectos de investigación avanzada Agency—Energy • Programa de Garantía de Préstamos para Tecnología Innovadora • Programa de Manufactura de Vehículos de Tecnología Avanzada <p>Aumentará en 11% el gasto de la Administración de Seguridad Nuclear.</p>
<p>Departamento de Estado y USAID</p> <p>Presupuesto en 2017</p> <p>US\$ 38,000 millones</p> <p>Reducciones en 2018</p> <p>US\$ 10,900 millones</p>	<p>El Departamento y la Agencia de Desarrollo Internacional verán reducidos sus gastos en alrededor de 30%. La USAID es la segunda agencia más castigada (-28.1%), solo después de la EPA. Se eliminan los programas destinados a combatir el calentamiento global y se da fin al apoyo de EUA a los programas de cambio climático de las Naciones Unidas. Se recortan también los recursos destinados al Banco Mundial y a otras instituciones de asistencia al desarrollo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Elimina la Iniciativa Global de Cambio Climático y suspende los pagos a los programas de la ONU relacionados con el cambio climático. • Reduce las contribuciones a la ONU y sus organismos especializados y limita a 25% los aportes a las operaciones de mantenimiento de la paz. • Reduce los fondos para los bancos multilaterales de desarrollo, incluyendo el Banco Mundial, en US\$ 650 millones en tres años. • Elimina la partida de Asistencia de Emergencia a Refugiados y Migrantes. • Reduce los fondos para programas de intercambio educativo y cultural. • Mantiene el fondeo de los programas para el tratamiento de VIH/ SIDA y paludismo. • Destina US\$ 3,100 millones a cumplir el compromiso de asistencia de seguridad a Israel

Programa de Asistencia en Energía a Hogares de Bajo Ingreso	Elimina donaciones por US\$ 4,200 millones a este Programa, que ha venido funcionando por décadas, y que ayuda a las familias de bajos ingresos a cubrir sus costos de calefacción.
U S Chemical Safety Board	La Junta o Consejo de Seguridad Química de EUA, agencia independiente que investiga los incidentes importantes en las refinerías y en las plantas químicas, no recibirá asignación.
Agencia de Protección Ambiental Presupuesto en 2017 US\$ 8,200 millones Reducciones en 2018 US\$ 2,600 millones	La principal víctima de las reducciones de gastos incluidas en el presupuesto, con reducción relativa de casi una tercera parte. <ul style="list-style-type: none"> • Se corta el gasto para el Plan de Energía Limpia y para los programas internacionales relacionados con el cambio climático. • El personal se reduce en alrededor de 3,200 puestos y se eliminan aproximadamente 50 programas.
Dos agencias con impacto significativo en el transporte de petróleo y gas—la Comisión Federal Reguladora de Energía y la Administración de Seguridad de Ductos y Material Peligroso —no son mencionadas en el proyecto.	

Fuentes: Los Angeles Times, 16 de marzo de 2017 y Snow, 16 de marzo de 2017.

El nuevo CEO de ExxonMobil y su ‘luna de miel’ con Trump

El hueco dejado en ExxonMobil por Rex Tillerson al moverse al Departamento de Estado fue llenado por Derren Woods, un ingeniero electricista que ha trabajado por un cuarto de siglo para la corporación, en especial en las divisiones de refinación e industria química y ahora es responsable del manejo global de una compañía que, como los gigantescos buques-tanque, corrige su curso lentamente.

A principios de marzo, con motivo de la primera reunión anual sobre ExxonMobil de analistas de la Bolsa de Valores de Nueva York a la que acude como CEO de la empresa, se publicó un amplio reportaje sobre las improntas iniciales que Woods empieza a dejar y que comienzan a ser apreciables.²⁸ Llama la atención que una de las primeras se refiera al cambio climático.

²⁸ Véase “Darren Woods, Exxon’s New Chief, Begins to Make his Mark”, *The New York Times*, 1 de marzo de 2017 (www.nytimes.com).

El portal de la ExxonMobil contiene una sección de análisis, “Energy Factor”, en la que el nuevo CEO dedicó su primera contribución a discutir el significado de los acuerdos de París sobre cambio climático (diciembre 2015) sobre el futuro de la corporación, la industria y la energía.²⁹ Algunos fragmentos:

- La energía es lo que potencia todo: desde nuestros teléfonos inteligentes hasta la economía global. La creciente producción de energía de EUA ha permitido un renacimiento manufacturero, al sumar a la economía US\$ 200 mil millones al año y cientos de miles de nuevos empleos... Se espera que los nuevos proyectos de ExxonMobil en la costa estadounidense del Golfo de México añadan 45 mil puestos de trabajo.
- [La] creciente demanda de energía entraña un doble desafío: proveer la energía para satisfacer las necesidades de la gente y, al mismo tiempo, administrar los riesgos del cambio climático. Pienso y mi compañía también considera que el riesgo climático exige adoptar acciones, y que todos nosotros—compañías, gobiernos y consumidores—debemos contribuir a cambios significativos.
- En ExxonMobil nos sentimos gratificados por los compromisos incorporados a los acuerdos de París, que establecen un marco efectivo para que todos los países manejen las crecientes emisiones; de hecho, nuestra empresa prevé reducciones en las emisiones de carbono consistentes con los compromisos contenidos en esos acuerdos.
- [Enumera a continuación los avances de la empresa en eficiencia energética, incluyendo el desarrollo de materiales para vehículos más ligeros y mejores empaques y embalajes; tecnologías de secuestro y captura de carbono, incluyendo el uso de celdas

²⁹ Véase Darren Woods, “The future of energy – opportunities and challenges”, *Energy Factor – Perspectives blog*, 23 de febrero de 2017 (www.energyfactor.exxonmobil.com).

de combustible, y nuevos tipos de biocombustibles a partir de algas.]

- [En el campo de las políticas,] un precio uniforme del carbono aplicado en forma consistente en toda la economía es un enfoque prudente para la reducción de emisiones. Una opción que se discute es un impuesto nacional al carbono, neutral desde el punto de vista recaudatorio. Promovería una mayor eficiencia y permitiría el uso de las opciones bajas en carbono que ya están disponibles, sin suponer cargas económicas adicionales. Estimularía también a los mercados para el desarrollo de nuevas soluciones energéticas bajas en carbono.

No deja de llamar la atención una formulación en la que se acepta la idea de un impuesto al carbono, aunque la formulación sea muy cautelosa, pues se recuerda que, en 2015, cuando las más importantes corporaciones petroleras europeas se manifestaron en ese sentido, tanto Chevron como ExxonMobil, las mayores estadounidenses, rechazaron abiertamente el planteamiento.³⁰

Entre otras marcas distintivas de la actuación del nuevo CEO de ExxonMobil que se destacan en el reportaje inicialmente citado destaca su determinación a volver a elevar el gasto de capital de la corporación, en momentos en que las inversiones de muchas otras corporaciones siguen contrayéndose. Sin anunciar ningún cambio de rumbo espectacular, Woods detalló los ambiciosos planes de la compañía para realizar fuertes inversiones, en lo que resta del decenio, en muchas provincias petrolíferas del mundo, desde los yacimientos *shale* en el oeste de Texas hasta las aguas profundas frente a las costas de Guyana³¹, con proyectos importantes de producción en Angola, Canadá, Rusia, Qatar y Emiratos Árabes Unidos. (Adviértase la conspicua falta de mención

30 Véase Jorge Eduardo Navarrete, “¿Qué están dispuestas a hacer las grandes corporaciones petroleras ante las presiones en materia de cambio climático?”, *Mercado petrolero mundial: Hacia la COP 21*, Programa Universitario de Estudios del Desarrollo, UNAM, octubre de 2015, pp 8-9 (www.pued.unam.mx).

31 Ya ha habido noticias de un posible conflicto diplomático con Venezuela, pues la zona marítima en cuestión queda dentro de las áreas en disputa en el añejo diferendo limítrofe entre Guyana y Venezuela que ambos países acordaron dejar en hibernación indefinida. ExxonMobil ha dicho que sus hallazgos costa afuera en Guyana pueden ser uno de los mayores descubrimientos en décadas.

a las oportunidades de inversión abiertas por la reforma energética en México.) Además, ha habido descubrimientos en Nigeria, se han iniciado perforaciones en Liberia y en Papua-Nueva Guinea, y se han realizado inversiones en refinación en Singapur y en Países Bajos.

Se espera que los gastos de capital de ExxonMobil asciendan a US\$ 22 mil millones en el año en curso y aumenten a un promedio anual de US\$ 25,000 millones en los siguientes años del decenio. Se buscaría, con estas inversiones, aumentar las reservas físicas de la compañía y estabilizar y quizá elevar su volumen de producción para llegar a 4.4 Mbd hacia 2020, frente a alrededor de 4.0 millones en la actualidad.

Woods también participó, a principios de marzo, en la concurrida CERAWEEK, que se reúne anualmente en Houston. Ahí subrayó el impacto esperado en materia de empleos de las nuevas inversiones y destacó, sobre todo, las que se realizarán dentro de EUA. Habló de 37 mil empleos: 25 mil en construcción y 12 mil puestos de trabajo directos e indirectos en las plantas. En la ocasión, se destacó “el papel decisivo que corresponde a las empresas de energía de EUA en el renacimiento manufacturero del país”.

“El presidente Donald Trump emitió una declaración que señala: ‘Este es precisamente el tipo de inversión, desarrollo económico y creación de empleos que pondrá a trabajar a los estadounidenses... Esta es una verdadera historia de éxito de nuestro país.’” Por su parte, al reaccionar a la declaración de Trump, Woods señaló que “inversiones de esta magnitud requieren de un enfoque favorable al crecimiento y de un ambiente regulatorio estable y apreciamos el compromiso del presidente [Trump] en ambos aspectos”.³²

Dos comunicaciones que revelan una luna de miel entre dos ejecutivos recién llegados a sus respectivos cargos.

La ‘deconstrucción del Estado administrador’

La ofensiva de la administración Trump contra las reglamentaciones — sobre todo destinadas a defender el ambiente— aplicables a la industria

32 Véase Ed Crooks, “ExxonMobil says Gulf Coast investments could total \$20bn over 10 years”, *Financial Times*, 6 de marzo de 2017 (www.ft.com).

de la energía se instrumentó a través de una ‘orden ejecutiva’³³ expedida el 28 de marzo de 2017³⁴.

El presidente quiso convertir en gran ocasión la ceremonia de firma del decreto, que —‘para más inri’, como se diría en España— se realizó en la sede de la Agencia de Protección Ambiental en Washington. Quizá de forma inconsciente se subrayó el contenido anti ambientalista de la acción: claro, directo e inmediato, que el dudoso, incierto y vago efecto estimulante de la misma para la actividad energética. Estuvieron presentes, además de los secretarios del Interior y de Energía, el administrador de la EPA y el vicepresidente Pence, así como legisladores y empresarios de las industrias del petróleo, el carbón y la energía eléctrica.

El discurso de Trump en la ocasión es uno de los más inverosímiles. Considérense los siguientes fragmentos:

- Estamos aquí para celebrar una nueva era de la producción de energía y de la creación de empleos en EUA.
- Con la acción que hoy adopto, amigos, se eliminan los excesos [del gobierno] federal, se restaura la libertad económica y se permite a nuestras empresas y trabajadores progresar, competir y tener éxito en un terreno de juego nivelado por primera vez en un largo tiempo.
- De esto es de lo que se trata: de recuperar nuestros puestos de trabajo, de recuperar nuestros sueños — de volver a hacer rico a EUA.
- Los mineros [del carbón] me han hablado de los ataques a sus empleos y al sustento de sus vidas; de los esfuerzos por clausurar sus minas, sus comunidades, su verdadera manera de vivir. Y les hice esta promesa: volveremos a dar trabajo a nuestros mineros. Ya hemos eliminado una devastadora reglamentación anti-carbón —pero es solo el comienzo.

33 Esta expresión es una traducción literal de ‘executive order’. En castellano podría usarse la expresión ‘decreto’ o ‘decreto presidencial’, para subrayar el carácter unipersonal de la decisión que recoge. No solo en broma, se ha sugerido usar la expresión ‘ucase’, término histórico aplicable a las arbitrarias decisiones de los zares y otros soberanos en algunas monarquías absolutas europeas.

34 Véase “Presidential Executive Order on Promoting Energy Independence and Economic Growth”, 28 de marzo de 2017, The White House, Office of the Press Secretary (www.whitehouse.gov).

- Hoy adopto acciones audaces para cumplir con esa promesa. Mi administración concluye la guerra contra el carbón. Tendremos carbón limpio —verdaderamente carbón limpio.
- Con esta acción ejecutiva, doy pasos históricos para levantar las restricciones a la energía en EUA, para eliminar la intrusión gubernamental y para cancelar reglamentos destructores de empleos.
- Además, vamos a tener seguridad; vamos a tener agua limpia, vamos a tener una atmósfera limpia —pero sin [reglamentaciones] innecesarias, muchas de las cuales destruyen empleos. Vamos a eliminar las malas reglamentaciones.
- Las acciones para alcanzar la independencia energética que hoy adopto son:
 - Primero, una reevaluación inmediata del llamado Programa de Energía Limpia. Quizá ninguna otra reglamentación amenaza tanto a nuestros mineros, trabajadores de la energía y empresas que este ataque demoledor a la industria estadounidense.
 - Segundo, se elimina la prohibición de expedir licencias para la producción de carbón en tierras federales.
 - Tercero, se eliminan las restricciones destructivas de puestos de trabajo en la producción de petróleo, gas natural y energía no convencional.
 - Finalmente, se retorna a los estados y a las comunidades locales —que es a los que pertenece— la facultad de decidir lo que resulta mejor para ellos.
- Mi acción hoy es sólo la más reciente en una serie de medidas para crear empleos en EUA y para hacer crecer la riqueza

estadounidense. Se da fin al secuestro de la prosperidad y se reconstruye nuestro querido país.

- Ya aprobé el permiso para finalmente construir el oleoducto Keystone LX y despejé el camino para concluir el oleoducto Dakota Access – miles y miles de empleos.
- Continuaremos ampliando la producción de energía y también crearemos más empleos en infraestructura, transporte carretero y manufacturas.
- Con lo anterior, la EPA se podrá concentrar en su misión primordial de proteger nuestra atmósfera y proteger nuestra agua.
- Juntos, empezaremos una nueva revolución de la energía – una revolución que celebre la producción estadounidense en territorio de EUA.
- Fomentaremos los empleos creados por el gas natural, el petróleo y la energía no convencional. Produciremos carbón estadounidense para mover la industria de EUA. Transportaremos los energéticos estadounidenses a través de ductos estadounidenses, hechos con acero estadounidense. Con acero estadounidense. ¿Pueden ustedes creer que alguien realmente diga esto?
- Juntos crearemos millones de buenos puestos de trabajo en EUA —desde luego, muchos nuevos empleos en la energía— y esto nos conducirá a una prosperidad increíble a lo largo y lo ancho de nuestro país.

Será conveniente tener a la mano esta retórica para, dentro de algunos años, comparar las promesas con las realidades.

El empleo en el sector de la energía en EUA: promesas y realidades

Conviene contrastar las fantásticas promesas de Trump en materia de creación de “millones de nuevos puestos de trabajo” en el sector energético de la economía de EUA con las principales conclusiones de un estudio publicado en enero de 2017, antes de la toma de posesión del nuevo gobierno, por el Departamento de Energía.

*Se trata del U.S. Energy and Employment Report, January 2017, publicado por el Departamento y disponible en su portal: www.energy.gov Puede consultarse también el artículo de Nadia Popovich, “Today’s Energy Jobs are in Solar, Not Coal”, *The New York Times*, 25 de abril de 2017.*

En 2016, el número total de empleos en el sector estadounidense de energía se elevó a 1.9 millones. Su distribución por ramas del sector fue la que aparece en la tabla siguiente:

Puestos de trabajo en el sector de energía en 2016				
1.9 millones				
100%				
Gas natural 398,235 21.1%		Carbón 160,119 8.4%		Solar 373,807 21.0%
Petróleo 515,518 26.3%	Otros	Bioenergía 130,677 6.8%	Eólica 101,738 5.3%	
		Nuclear 76,771 4.2%	Hidroeléctrica 65,554 3.7%	Geo- térmica
Combustibles fósiles 1,073,382 56.5%		Energías renovables y bajas en carbono 826,618 43.5%		

El estudio muestra que el potencial de creación de empleos ha dejado de corresponder a las energías fósiles convencionales, aunque todavía aportan algo más de la mitad de los puestos de trabajo del sector.

Destaca que los trabajos en la generación de energía solar, con rápida tendencia creciente, prácticamente igualan a los de la industria del carbón, que declinan en forma sistemática.

No es concebible que Trump pueda cumplir sus promesas a los mineros del carbón. Si se pasan por alto las consideraciones ambientales, se diría que es una lástima.

Apertura de áreas protegidas a la exploración y explotación

Hacia finales de abril de 2017, en medio de las controversias relacionadas con la calificación que podría corresponder a la administración Trump al alcanzar sus 100 días de gestión, se anunció una nueva andanada anti ambiental y a favor de la búsqueda y localización de nuevas áreas de producción de combustibles fósiles, desde el carbón hasta el gas natural y con especial referencia al petróleo.

De acuerdo con información aparecida en el *Times* de Nueva York³⁵, era inminente la expedición de dos órdenes ejecutivas que anularían sendas disposiciones reglamentarias dictadas por el gobierno de Obama. Se trata ahora de expandir las actividades de perforación petrolera costa afuera y limitar o eliminar medidas de conservación ambiental en áreas públicas.

Un primer decreto, dirigido al secretario del Interior y expedido el 25 de abril, ordena reducir algunas áreas consideradas como ‘monumento nacional’, de acuerdo con legislación que data de principios del siglo XX, a fin de abrirlas a actividades de perforación, minería y explotación maderera. En la ceremonia alusiva, celebrada en la Casa Blanca el 26 de abril, Trump tomó la palabra para inscribir esta acción en el gran esfuerzo de desregulación anunciado e iniciado por su gobierno, con el propósito —dijo— “de eliminar reglamentaciones que destruyen los empleos de agricultores, granjeros y mineros del carbón, así como trabajadores automotrices y otros tantos trabajadores y hombres de negocios de EUA”³⁶.

En relación al documento que se expedía agregó; “La administración anterior echó mano de una ley que data de más de un siglo, conocida como la ‘Antiquities Act’, para en forma unilateral colocar millones de acres de aguas y tierras bajo un estricto control federal —¿habían ustedes oído algo así?— anulando la posibilidad de que las personas que realmente habitan en esos estados puedan decidir cuál es el mejor uso que puede darse a esas tierras. Hoy estamos restaurando el control de los

35 Véase Coral Davenport, “Trump Is Expected to Sign Orders That Could Expand Access to Fossil Fuels”, *The New York Times*, 25 de abril de 2017.

36 Véase “Remarks by President Trump at Signing of Executive Order on the Antiquities Act”, Departamento del Interior, Washington, 26 de abril de 2017 (www.whitehouse.com).

estados sobre esas superficies. Es una gran cosa.”

Trump agregó que el gobierno de Obama, con apoyo en la ley mencionada, había colocado bajo control federal 265 millones de acres (alrededor de 107 millones de ha), “una superficie mayor a la del estado de Texas completo”.³⁷ “La ‘Antiquities Act’ no otorga a al gobierno federal capacidad ilimitada para controlar millones de acres de tierras y aguas. Ha llegado el momento de poner fin a esta práctica abusiva.”

No se especifica las providencias de cuidado ambiental que adoptarán las autoridades estatales a las que se transfiere el dominio de los territorios.

Algunas reacciones

Como era de esperarse, tanto el desarme regulatorio —al que el principal estratega de Trump, el inefable Steve Banon, calificó de “deconstrucción del Estado administrador”— como la apertura de áreas protegidas, suscitaron reacciones de rechazo, sobre todo de parte de algunos grupos ambientalistas. El artículo citado de Coral Davenport recoge algunas de las más representativas, entre ellas las siguientes:

- “Los puestos de trabajo no se establecen mediante la firma de un documento, cuando esos empleos son resultado de alguna combinación de condiciones tecnológicas y económicas que no dependen del presidente.” Kevin Book, director de Clear View Energy, una empresa de consultoría en Washington.
- “La perforación costa afuera en el Atlántico y en el Ártico son actividades contaminantes y peligrosas. Esta última es la región en la que la actividad de perforación costa afuera es más peligrosa: oscuro, helado y alejado de las bases de los equipos de respuesta ante emergencias.” Jacqueline Stavitz, vicepresidenta de Oceana, grupo de presión ambientalista.
- “Es claro que la revisión de las ‘áreas protegidas’ es un intento

³⁷ En la ceremonia de firma del decreto, el administrador de EPA corrigió, sin proponérselo, las cifras de Trump. Indicó que sólo se revisarían las áreas protegidas, por la Antiquities Act a partir de 1966, que cubrían unos 100 mil acres, cifra incomparablemente inferior a la mencionada por el presidente para exagerar el alcance de su acción. (Veáse Coral Davenport, “Trump is expected...”, *loc cit.*)

apenas disfrazado de complacer a intereses especiales y de sacar a subasta al mejor postor nuestros parques nacionales, tierras nacionales, océanos y zonas histórico-culturales. [...] Ningún presidente ha intentado hasta ahora revocar una designación de ‘monumento nacional’. Ahora, para marcar el día 100 de su gobierno, el presidente Trump entra en un terreno minado desde los puntos de vista político, legal y moral.” Christhy Goldfuss, vicepresidente para política de energía y ambiente del Center for American Progress.

- “La letra de la Antiquities Act no autoriza a un presidente a rescindir o modificar un monumento nacional designado por sus antecesores. Esa facultad es exclusiva del Congreso.” Mark Squillace, University of Colorado Law School.

Los simpatizantes de las medidas adoptadas manifestaron también sus puntos de vista, sin traslucir el entusiasmo que algunos esperaban. Por ejemplo:

- “[Estas acciones] no necesariamente darán lugar en lo inmediato o en el corto plazo a nueva producción de hidrocarburos, pero pueden abrir en el futuro un mayor número de oportunidades.” Erick Milito, American Petroleum Institute.
- “Ciertamente, [la nueva exploración y producción] no va a ocurrir de inmediato. Nadie está esperando que las perforaciones se multipliquen por todas partes de un momento a otro. Se requerirá un gran esfuerzo de parte de las instituciones públicas concernidas; habrá sin duda un gran número de litigios. Sería deseable que se implicase al Congreso, para cimentar mejor las nuevas políticas.” Thomas J Pyle, asesor presidencial en materia de energía y presidente del Institute for Energy Research, una institución que representa los intereses de la industria.

UN RÉGIMEN DE PRECIOS BAJOS: ALGUNOS DAMNIFICADOS

El panorama en 2016: países y áreas productoras

Angola: un salvavidas del FMI

Ante las innumerables dificultades de pagos provocadas por un derrumbe de precios sostenido a lo largo de más de veinte meses y apoyados, sobre todo, en sus reservas de divisas, los países exportadores de petróleo — que han resentido reducciones muy considerables tanto en sus ingresos por exportación como en la recaudación de su hacienda pública— han sido reticentes a acudir al instrumental de apoyo del Fondo Monetario Internacional (FMI) para las crisis de pagos externos. Se sugiere que han actuado así, temerosos de que la condicionalidad aneja a los programas de apoyo a la balanza de pagos, por lo general centrada en el abatimiento del gasto público, resulte onerosa o incluso negativa en términos de opciones de restauración del crecimiento, diversificación de la actividad económica y fomento o preservación del empleo. En épocas de prosperidad, algunos de esos países acudieron incluso a la terminación anticipada de sus programas con el Fondo, para liberarse de obligaciones derivadas de la condicionalidad.

En la primavera de 2016, Angola —el segundo mayor exportador de África— decidió pedir al FMI que le arroje un salvavidas en la forma de un ‘programa de facilidad ampliada’. Desde su divulgación misma, la solicitud presentada a través del Ministerio de Finanzas, fue motivo de controversia.

Caracterizada por algunos como solicitud de un ‘paquete de rescate’ —por ejemplo, el *Financial Times* informó que “Angola solicitó un

rescate [bailout] del Fondo que podría montar a más de US\$ 1,500 millones” (Donan, 6 de abril de 2017); otros, como el *Jornal de Angola*, órgano oficioso del gobierno, señaló que se había solicitado un programa de financiamiento ampliado, “que no constituye un ‘plan de rescate’ como se ha difundido en Portugal” (Jornal de Angola, 7 de abril de 2016). El propio Fondo se refirió a “una solicitud formal de las autoridades de Angola... para un programa económico que pueda ser apoyado por asistencia financiera del FMI” (International Monetary Fund, 2016).

En el mismo comunicado, el Fondo conecta en forma inequívoca la solicitud con el colapso de los precios del crudo: “La aguda declinación de los precios del petróleo desde mediados de 2014 representa un desafío mayor para los exportadores de petróleo, en especial aquellos cuyas economías no se han diversificado.”

Tal es, desde luego el caso de Angola, como lo reconoce su propio gobierno. El Ministerio de Finanzas ha señalado que “los sectores de agricultura, pesca y minería son prioritarios para la diversificación a corto plazo de la economía” (Aência Angola Press, 2016). El gobierno angolano y el Fondo señalaron también que las conversaciones sobre la solicitud se iniciarán en la oportunidad de las reuniones de primavera del Fondo y el Banco en Washington a mediados de abril.

Las previsiones más recientes del FMI sobre la economía angolana datan del otoño de 2015 (International Monetary Fund, 2015). En ese momento se destacó:

- El impacto del shock petrolero sobre la economía, a través de fuertes declinaciones de la recaudación y las exportaciones. Las caídas de los ingresos fiscales del gobierno central se estiman en 14.6% en 2014 y 20.2% en 2015 —y se prevé se mantenga estancado en 2016. Por su parte, el valor de las exportaciones de hidrocarburos se contrajo en 13.9% en 2014 y en 39.5% el año siguiente. La reducción reflejó sobre todo los menores precios, pues el volumen producido se contrajo en 2.6% en 2014 y se expandió en 6.8% en 2015. Para el año en curso se esperan modestos aumentos de extracción y exportaciones.

- Otros resultados esperados en 2015 son los siguientes: desaceleración a sólo 2.1% en la tasa de crecimiento de los sectores no petroleros; inflación del orden de 14% al cierre de 2015, muy por encima del objetivo de 7 a 9 por ciento; caída a 3.5 puntos del PIB del déficit del gobierno central, frente a 6.4% en 2014; alza significativa de la deuda pública, hasta 57.4 puntos del PIB, 13.7 de los cuales corresponden a Sonangol, la empresa petrolera paraestatal; y el déficit de cuenta corriente se elevó a 7.6% respecto del PIB, en tanto que las reservas internacionales se abatirían a US\$ 22,300 millones—equivalentes seis meses de importaciones.
- “Es probable que la situación económica continúe siendo desafiante en 2016 pues no se espera que se recuperen los precios internacionales del petróleo y los riesgos a la baja de la actividad económica son considerables. Se prevé que el crecimiento se conserve en 3.5% en 2016, con una tasa del orden de 4% en el sector petrolero. Se espera también un ligero mejoramiento del sector no petrolero, con crecimiento de 3.4% de año a año, impulsado sobre todo por el mejoramiento de la agricultura. Para finales de 2016 se espera que la inflación se haya moderado a 13%, pues el efecto de las medidas recientes de contracción monetaria se dejará sentir sobre todo en la segunda mitad del año.”

En balance, Angola acude al FMI en condiciones de afectación media de su economía, respecto de los descalabros sufridos por otros países petroleros: se ha conservado alguna parte del dinamismo de la economía, tanto en el sector petrolero como en el resto de la economía. Cabe esperar que las condiciones anejas al acuerdo de facilidad ampliada que finalmente se convengan no impongan un sobreajuste que termine por afectar el crecimiento y la ocupación.

Arabia Saudí: el costo de la estrategia alcanza al estratega

Quizá el tema más frecuentado en 2015 en el debate petrolero haya sido el del éxito de la llamada ‘estrategia saudí’, instrumentada a partir de la reunión de la OPEP de fines de noviembre del año anterior y orientada, *in nuce*, a provocar una sobreoferta en el mercado, que diese lugar al descenso de los precios y propiciase la salida de los oferentes de alto costo, entre los que siempre se mencionó a los productores de crudo no convencional en Estados Unidos, los yacimientos sub-salinos de Brasil y los depósitos petroleros sub-árticos de Rusia. Se trataba, dijeron los productores, de proteger su participación en el mercado, erosionada por los otros oferentes. No dejó de resultar un tanto sorprendente que, desde la primera mitad de enero de 2016, hayan proliferado las informaciones que reservan para Arabia Saudí un lugar destacado en la nómina de los damnificados por dicha estrategia.

Un primer frente en el que el Reino acusó recibo de las dificultades que ahora enfrenta, derivadas de la caída de los precios del crudo, fue el presupuesto para 2016 y la política de precios de los combustibles y otros petrolíferos.

El déficit previsto para el año que se inicia se estima en US\$ 86 mil millones, tras haber incurrido en un desbalance negativo de US\$ 98 mil millones en 2015. No se trata de cifras menores: equivalen a alrededor de 11.5 puntos del PIB saudí. Los ingresos presupuestales, afectados por los precios bajos del crudo, se situaron el año pasado en US\$ 162 mil millones, 15% por debajo de lo previsto, mientras que las erogaciones crecieron en 13%. Por su parte, los ingresos petroleros, que aportan más de tres cuartos de la recaudación total, se redujeron en 23% en 2015.

El 28 de diciembre, al término de una reunión del Consejo de Ministros, se anunció la reducción de las subvenciones al diésel y a las gasolinas, lo que dará lugar a incrementos importantes en sus precios internos. “El precio de la gasolina 95, sin plomo, aumenta de 0.60 a 0.90 riales (US\$ 0.16 a 0.24) por litro, con alza de 50%, mientras que la gasolina 91 pasa de 0.45 a 0.60 riales (US\$ 0.12 a 0.16) por litro, un aumento de 67 por ciento (Économie mondiale, 28 de diciembre de 2015).

Se indicó que también se revisarán los subsidios a la electricidad y

al agua. “La cuestión de las subvenciones es particularmente sensible en Arabia Saudí, cuyos habitantes se hallan habituados a precios muy bajos de los servicios públicos y de los carburantes” —concluye la nota.

Otro componente de la respuesta saudí, quizá el menos esperado, fue el anuncio de que el Reino se disponía a admitir capital privado en SaudiAramco, empresa propiedad del Estado que detenta el control exclusivo de los recursos de hidrocarburos del Reino y es la principal corporación productora de petróleo del mundo, que produce uno de cada ocho barriles de petróleo que se extraen en el orbe y aporta al mercado más de 9 millones de barriles cada 24 horas.³⁸

En su ‘línea de tiempo corporativa’ destacan las siguientes fechas: en 1948, diez años después de los primeros descubrimientos, cuatro corporaciones petroleras estadounidenses establecieron la Arabian American Oil Company (Aramco); en 1973 el gobierno saudí adquirió una participación de 25% en la corporación y en 1980 adquirió el 100% del capital de la empresa.³⁹

La empresa confirmó en su portal, el 8 de enero, “que ha venido examinando diferentes opciones para permitir una más amplia participación privada en su capital accionario a través de la oferta en los mercados de capital de un porcentaje adecuado de las acciones de la corporación o del ingreso a las bolsas de algunas de sus subsidiarias o por ambas vías, para actividades de transformación industrial”.

Se subraya que estas opciones forman parte de los amplios procesos de reforma y privatización de la economía saudí y de desregulación de mercados. Estos procesos coadyuvan a “materializar la visión de largo plazo de la compañía para convertirse en la principal empresa energética y química del mundo, a través del manejo prudente de los recursos de hidrocarburos, la adición de valor a lo largo de la cadena de valor, la satisfacción confiable de la demanda de sus clientes y el cumplimiento de los compromisos con sus accionistas y con su responsabilidad ambiental”.

Días antes, en una entrevista con el semanario británico, el influyente vicepríncipe de la Corona y ministro de Defensa, Muhammad Bin

38 La información básica sobre SaudiAramco proviene de su portal: www.saudiaramco.com

39 Véase “SaudiAramco: Sale of the Century?”, *The Economist*, 9 de enero de 2016 (<http://www.economist.com/news/briefing/21685475-possible-ipo-saudi-aramco-could-mark-end-post-war-oil-order-sale>).

Salman, declaró que se estaba considerando la posibilidad de flotar en los mercados una parte de las acciones de SaudiAramco y que él personalmente veía con entusiasmo tal posibilidad.⁴⁰

Se ha señalado que el valor de mercado del capital de la empresa podría rebasar de un billón de dólares y se habla de que la fracción que se colocaría en los mercados no excedería en principio del 5% del capital accionario, pues no existe la intención de ceder el control de la empresa ni el dominio nacional sobre la industria. Empero, la inyección de capital permitiría, en momentos de astringencia financiera derivada de la caída de los precios del crudo, atenuar el impacto de ésta sobre los gastos de capital de la empresa. Elevaría también la capitalización del mercado de valores saudí, estimada actualmente en alrededor de US\$ 400 mil millones.

Por otra parte, la venta de parte de las acciones de SaudiAramco permitiría monetizar activos antes de que se inicie una verdadera transición hacia una economía baja en carbono, concluye *The Economist*. “Correspondería también a una tendencia que ha empezado a transformar la industria petrolera por primera vez en medio siglo —la desnacionalización.”

Se considera que las mayores corporaciones petroleras del mundo, a pesar del negativo ambiente de precios, mostrarían interés en participar en la OPI de parte del capital de SaudiAramco. Tal sería el caso de Shell, British Petroleum (BP) y ExxonMobil, entre las corporaciones occidentales privadas, y de algunas de las petroleras estatales de China.⁴¹

Canadá: la industria no recupera el optimismo

La Asociación Canadiense de Productores de Petróleo señaló las abruptas reducciones en los gastos de inversión en el sector de hidrocarburos del país provocadas por el derrumbe de los precios del crudo a partir de mediados de 2014. En este año, el gasto de capital alcanzó a CAD

40 Véase “SaudiAramco: Sale of the Century?”, *The Economist*, 9 de enero de 2016 (<http://www.economist.com/news/briefing/21685475-possible-ipo-saudi-aramco-could-mark-end-post-war-oil-order-sale>).

41 Véase, Terry Macalister, “Saudi Arabia considers IPO for national oil group, Aramco”, *The Guardian*, Londres, 7 de enero de 2016 (http://www.theguardian.com/business/2016/jan/07/saudi-arabia-considers-ipo-national-oil-group-aramco?CMP=share_btn_link).

(dólar canadiense) 81,000 millones, marcando un máximo histórico; en el siguiente se situó en CAD 48,000 millones, con caída de poco más de dos quintas partes (41.7%) y para 2016 se prevé un nivel de CAD 31,000 millones—un tercio (35.4%) menos que un año antes y alrededor de dos tercios (63.1%) por debajo del registrado en 2014. Caídas de esta magnitud no se habían observado desde mediados del siglo pasado (Doyle, 7 de abril de 2016).

La caída del gasto de capital en el sector de hidrocarburos ha afectado las inversiones y el empleo en otros sectores y ramas de actividad, en especial en Alberta y otras provincias petroleras. Ha elevado la tasa nacional de desocupación a 7.3% —temiéndose aumente a 7.5% en el segundo semestre— y ha sido la principal motivación del programa de gasto deficitario en infraestructura del gobierno federal, y de las medidas de estímulo fiscal a la inversión y el crecimiento.

En paralelo, el número de pozos perforados en la región occidental de Canadá, que llegó a 10,400 en 2014, habrá de declinar, según se espera, a sólo 3,500 en el año en curso, con reducción del orden de 66% (Canadian Association of Petroleum Producers, 2016).

Canadá: las devastadoras consecuencias del incendio de Fort McMurray

Es claro que el incendio en Fort McMurray, Alberta, el centro neurálgico de la producción petrolera a partir de arenas bituminosas en Canadá, corresponde a la magnitud de los grandes desastres en la historia de la industria, en paralelo, entre varios otros, con el descontrol de la plataforma Deepwater Horizon de la BP en el Golfo de México.

Más allá de las noticias puntuales del desastre, que cubrieron la primera mitad de mayo, conviene detenerse en los balances de daños y las evaluaciones sobre los plazos y costos de la recuperación. Uno de los primeros y más completos fue publicado el 12 de mayo por el que muchos consideran el diario canadiense de referencia.⁴² Destaca, de entrada, la siguiente numeralía:

⁴² Véase Brent Jang, “14 million barrels or about \$760—million”, *The Globe and Mail*, Toronto, 12 de mayo de 2016 (<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/estimated-oil-sands-losses-could-top-760-million-from-wildfireshutdown/article29984575/>).

Pérdida diaria de ingresos de las empresas por cierre	US\$ 65 millones	Pérdida diaria de petróleo producido	1.2 millones de barriles
Pérdida porcentual sobre el total de producción	48 por ciento	Pérdida total de producción estimada	14 millones de barriles
Valor estimado de la producción perdida	US\$ 760 millones	Número de plantas que llegaron a estar detenidas	11 (once)

Después de los cierres iniciales de plantas en las primeras semanas de mayo los precios registraron un repunte que no fue duradero debido a que la capacidad de producción, las líneas de transmisión y los oleoductos no habían sufrido daños mayores o duraderos.

La premier de Alberta habló de impacto sobre la actividad económica y el Bank of Nova Scotia predijo una reducción de 0.5% en la tasa de crecimiento del PIB en el segundo bimestre.

“ ‘Aunque se espera que la producción eventualmente reasuma su tendencia expansiva, las empresas nunca recuperarán la producción perdida durante la interrupción’, declaró el [Alberta] National Bank. Por el momento hay sólo un nuevo gran proyecto en construcción en arenas bituminosas: la coinversión, por US\$ 15,000 millones, de Fort Hills, 90 km al norte de Fort McMurray, que se prevé entre en operación a finales de 2017. Fort Hills es liderado por Suncor, que detenta una participación de 50.8 por ciento. Sus socios son la francesa Total y Teck Resources Ltd, de Vancouver.”⁴³

El 12 de mayo, la Junta Nacional de Energía de Canadá presentó su evaluación de los incendios de Fort McMurray y sus consecuencias. En esencia, destacó:

- Los informes acerca de los incendios de Fort McMurray muestran, al comienzo de la primera semana de mayo, una pérdida de producción estimada entre 1 y 1.5 Mbd. Este monto representa entre el 40% y el 65% de la producción total de petróleo procedente de arenas bituminosas y entre el 25% y el 40% de la producción nacional de petróleo crudo.

⁴³ Véase Brent Jang, “14 million barrels or about \$760—million”, *The Globe and Mail*, Toronto, 12 de mayo de 2016 (<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/estimated-oil-sands-losses-could-top-760-million-from-wildfiresshutdown/article29984575/>).

- En 2015, el país produjo un promedio de 3.91 Mbd de crudo, 2.38 Mbd (alrededor del 60%) provinieron de las arenas bituminosas del área de Fort McMurray. Esta producción se ha incrementado de manera sustancial, al pasar de 1.07 Mbd en 2005 a 2.38 Mbd en 2015.
- La mayor parte de la producción canadiense de petróleo se exporta. En 2015, las ventas al exterior, sobre todo a Estados Unidos, se elevaron a 3.05 Mbd, en tanto que el resto se procesa en las refinerías canadienses. Las establecidas en Alberta están diseñadas para refinar petróleo crudo sintético y bitumen diluido proveniente de las arenas.

Entre las pérdidas materiales de mayor importancia se contabilizan alrededor de 2,400 edificios, sobre todo viviendas, así como los gastos de reinstalación y realojamiento de 10,000 trabajadores evacuados y cerca de 90 mil personas desplazadas (Austen, 11 de mayo de 2012). Los gobiernos de Canadá y Alberta se comprometieron a entregar, cada uno, un dólar por cada dólar que el público donase a través de la Cruz Roja canadiense al esfuerzo de reconstrucción.

Tanto la premier de Alberta, Rachel Notley, como el primer ministro, Justin Trudeau, encabezaron la movilización orientada a superar la emergencia y a iniciar la recuperación.

China: las empresas petroleras en dificultades

De acuerdo con informaciones de la prensa financiera internacional, las consecuencias del desplome de los precios del petróleo han alcanzado a las empresas productoras de China, orientadas esencialmente a satisfacer la demanda interna del segundo mayor importador neto mundial de crudo, gran beneficiario teórico de los bajos precios internacionales del producto.

Uno de los reportajes subraya que, ante la magnitud y duración de la caída de las cotizaciones del crudo, no fue suficiente la estrategia inicialmente adoptada —consistente en que las petroleras chinas

redujesen sus gastos en el exterior— y ha sido necesario también afectar el nivel de gasto en sus operaciones en el mercado nacional (Hornby, 25 de marzo de 2016).

Las empresas petroleras enfrentan, además, presiones sobre sus costos de operación derivados de campos en fase de declinación y de instalaciones y equipos antiguos y en ciertos casos obsoletos. Las reducciones en los gastos de inversión de las empresas, el despido de trabajadores y los menores gastos en salarios y otras remuneraciones se suman, en las áreas relativamente deprimidas del norte y el noreste del país, ya afectadas por la contracción de las actividades de la industria carbonífera.

Un experto de la Academia de Ciencias Sociales de China, citado en el reportaje, hizo notar que ha habido “un menor crecimiento de la producción nacional de crudo y en algunos casos aumentos de los costos de producción. Aunque el empleo en las áreas de extracción puede verse afectado, no se espera que ocurra lo mismo en las de refinación y procesamiento.”

Se alude también a la situación específica de las mayores empresas:

La Corporación Nacional de Petróleo de China (CNOOC) informó, a través de PetroChina, su filial listada en bolsa, haber registrado por primera vez una reducción en su volumen de producción, así como una reducción de 67% en sus utilidades, lo que la llevará a abandonar campos de gas y petróleo en los que la producción ha dejado de ser redituable y operan con pérdida. La empresa acude a esquemas de retiro anticipado de trabajadores y ha suspendido las nuevas contrataciones. En algunos casos los trabajadores redundantes han sido transferidos a otras áreas de la empresa.

Al presentar un informe preliminar de sus resultados en 2015, PetroChina (PetroChina Company Limited, 2016a) —que se describe a sí misma como “el más grande e importante productor y distribuidor de petróleo y gas y jugador dominante en el sector de hidrocarburos de China”— destaca indicadores como los siguientes:

- La cifra de negocios (¥ 1.725 billones – US\$ 267,400 millones) fue inferior en 24% a la del año anterior, “a pesar de una

reducción de casi 50% en los precios del crudo y continuas reducciones en los precios internos de los refinados y el gas natural”.

- El segmento de exploración y producción continuó sus estrategias de reducción de costos y gastos operativos asociados, obteniendo una utilidad operativa de ¥ 33,961 millones – US\$ 5,250 millones. Los volúmenes de producción nacional fueron de 2.2 Mbd de petróleo (reducción de 2.1% sobre 2014) y 8.07 millones de ft³ diarios de gas natural. Hay que sumar la producción obtenida en el exterior, en Kazajstán y Rumania, por 0.556 miles de barriles diarios de petróleo equivalente (Mbdpe), con aumento de cerca de 40% sobre la cifra de 2014.

Más adelante, a finales de agosto, la empresa dio a conocer que, “afectada en su rentabilidad por la aguda caída en los precios del petróleo y el gas natural” (PetroChina Company Limited, 2016b), se las había arreglado para:

- En producción primaria, tras abandonar líneas de producción y proyectos de escasa o nula rentabilidad, en enero-junio había logrado producir, en campos nacionales, 2.14 Mbd de crudo y 8,491 Millones de pies cúbicos diarios (Mpcd) de gas natural. (Alrededor de 4% menos que en el período comparable del año anterior, según fuentes externas) (Hornby, 24 de agosto de 2016). Sus operaciones en el exterior habían contribuido alrededor de 600 Mbdpe. En ambos casos se rebasó la mitad de las metas establecidas para el conjunto del año. A pesar de los esfuerzos de reducción de costos y racionalización de gastos de capital, las actividades de exploración y producción arrojaron en el semestre una pérdida de ¥ 2,419 millones (equivalentes a alrededor de US\$ 364 millones).
- En el semestre se procesaron 483.4 Mb de crudo y se obtuvieron 43,436 Mton de refinados. La producción petroquímica llegó a 11,811 Mton, con alza de 13.4% sobre la primera mitad de

2015. En este segmento de operaciones se obtuvo una utilidad de ¥27,474 (US\$ 4,129 millones).

De esta suerte y habida cuenta de otras operaciones, la utilidad neta de la empresa —el mayor productor de hidrocarburos de la nación— se situó en sólo ¥531 millones (US\$ 79.8 millones), a partir de una masa de ingresos de ¥739,000 millones (US\$ 57 mil millones), 165 inferior a la del período comparable de 2015.

Sinopec, la segunda gran empresa petrolera y petroquímica del Estado chino, no había dado a conocer hasta principios de abril sus resultados de 2015 (Thomas, 24 de agosto de 2016).

CNOOC (China National Oil Off-shore Corporation), la tercera gran empresa petrolera de China, que se había preparado para las épocas de precios bajos con una agresiva política de reducción de costos, tuvo un desempeño menos afectado. De acuerdo a su informe sobre 2015 (CNOOC, 2015), destacaron los siguientes aspectos:

La empresa evaluó 23 estructuras de petróleo y gas e hizo 16 nuevos descubrimientos. En aguas de China algunos descubrimientos fueron de estructuras medianas a grandes, entre ellas el campo Linhua 20-2. En el exterior, los descubrimientos fueron en Argelia y Nigeria, aunque en Brasil se hicieron evaluaciones promisorias. La restricción de los gastos de capital provocó una reducción a sólo 67% de la tasa de reposición de reservas. Se estima que las reservas de la empresa, al fin del año, se elevaron a 4,320 millones de barriles de petróleo equivalente.

La producción en el año se estima en 1.4 Mb/dpe, con alza de 14.6% sobre el anterior.

Otras cifras destacadas de 2015 son las siguientes:

- Precio promedio recibido: petróleo, 51.27 US\$/b, caída de 46.6%; gas natural, 6.39 US\$/millar pies³, caída de 0.8 por ciento.
- Ingresos por ventas; ¥ 146,600 millones – US\$ 22,700 millones, caída de 32.8 por ciento.
- Gastos de capital: ¥ 66,500 millones – US\$ 10,300 millones,

caída de 37.9 por ciento.

- Costo total incurrido: 39.83 US\$/bpe, caída de 5.9 por ciento.
- Utilidad neta: ¥ 20,250 millones – US\$ 3,140 millones, caída de 66.4 por ciento.

El reportaje arriba citado concluye con la siguiente reflexión de Yanh Hua, el presidente de la CNOOC: “En un ambiente de bajos precios del petróleo, la empresa ha conseguido mucho. Hemos reducido los gastos de capital y manejado con extremo cuidado nuestro flujo de caja. Todo el mundo la está pasando mal y en tiempos difíciles debemos ser pacientes.”

Según el portal de la CNOOC, la tercera en tamaño en China, explota yacimientos costa afuera de gran tamaño tanto en aguas de China como de un número cada vez mayor de países, y que en el primer semestre de 2015 había obtenido una utilidad de ¥14,700 millones (US\$ 2,209 millones), en los primeros seis meses del año en curso incurrió en una pérdida neta de ¥7,700 millones (US\$ 1,157 millones). El giro, que la empresa había previsto, se debió “al ajuste a la baja del valor de sus activos en arenas bituminosas en Canadá, proyecto relativamente costoso que llegó a sus manos por la adquisición, por US\$ 18,000 millones, de la empresa desarrolladora canadiense Nexen, realizada en 2013” (Thomas, 24 de agosto de 2016).

Escocia: la caída del petróleo frena el crecimiento

En 2015, al menos hasta el final del tercer trimestre, el crecimiento de la economía de Escocia ha venido rezagándose del observado en el conjunto del Reino Unido. Se distingue, en el caso de Escocia, el comportamiento del PIB territorial del que corresponde al PIB total, que incluye la producción en la zona escocesa del Mar del Norte. En ambas, hasta octubre de 2015, el crecimiento de la economía había sido inferior al de la británica: la primera está creciendo a un ritmo que equivale a la cuarta parte del que se observa en la segunda. El PIB territorial de Escocia observó una alza trimestral de sólo 0.1% en julio-septiembre de 2015, frente a una tasa de 0.4% en el Reino Unido. En el segundo trimestre, las

tasas respectivas habían sido de 0.1% y 0.7%. Para el conjunto de 2015 se espera que el producto territorial de Escocia registre una expansión inferior a 1% real, en agudo contraste con un crecimiento medio de 2% anual en el bienio precedente.

Si se incorpora la actividad costa afuera, en el Mar del Norte, las tasas de 2015 se deprimen aún más, en clara indicación del amplio efecto recesivo que ejerce sobre Escocia el desplome de los precios del petróleo. El profesor Brian Ashcroft, de la Universidad de Strathclyde considera que “es evidente que la economía escocesa diverge de la del resto del Reino Unido” y que esta divergencia “muestra claramente la influencia del bajo precio del crudo”. La caída petrolera se ha resentido en el conjunto de la economía escocesa, estrechamente conectada a los diversos segmentos de la cadena de valor de la industria. Los ajustes fiscales derivados de la mayor devolución de facultades recaudatorias al gobierno escocés puede ser un factor recesivo adicional.

Estados Unidos: Alaska y otros estados productores

No sólo el promotor de la estrategia para defender participación en el mercado, sino el más exitoso y dinámico productor de crudo en el decenio, Estados Unidos, ha sufrido también el impacto negativo del desplome de los precios del crudo,⁴⁴ aunque en este caso, más que a escala nacional, el grado de daño debe medirse en los diversos estados productores importantes, empezando por Alaska.

Un primer resultado negativo se encuentra en la caída de la recaudación de los gobiernos estatales concernidos. El “impuesto indemnizatorio” (*severance tax*) es recaudado por los gobiernos estatales sobre el volumen o el valor del petróleo y el gas extraídos (así como sobre la producción de carbón y de otros recursos no renovables). Un estudio reciente de la EIA señaló que en los tres primeros trimestres de 2015, en paralelo con la caída de los precios, se abatió el ingreso proveniente de este impuesto en seis estados de la Unión: Alaska, Texas, Dakota del Norte, Wyoming, Oklahoma y Virginia Occidental (McManmon & Nülle, 12 de enero de

⁴⁴ Esta nota se basa en el artículo de Mure Dickie, “Oil price fall leaves Scottish economy trailing”, *Financial Times*, 13 de enero de 2016 (app.ft.com/cms/s/c4928a7e-b9ea-11e5-a7cc-280dfc875e28.html).

2016). Ofrece el siguiente desglose:

Alaska – Ha sido el estado más afectado, con pérdidas de recaudación mayores y más rápidas que otras entidades, pues la base impositiva es el ingreso neto de los operadores y no el volumen o valor extraídos. El impuesto había producido ingresos del orden de US\$ 5 mil millones en 2012 y aportaban en ese y los dos siguientes años, alrededor del 72% de los ingresos impositivos del estado. En 2015, cuando los ingresos netos promedio, tras deducir gasto de operación y de capital, fueron cercanos a cero, la recaudación de hecho desapareció. Ante la situación se ha propuesto establecer un impuesto estatal al ingreso con tasa de 6% (adicional a la tasa federal) y la reducción drástica de las transferencias al Alaska Permanent Fund, que se entregaban a los residentes.

Elementos adicionales de interés se encuentran en un reportaje reciente del *The New York Times* (Johnson, 25 de diciembre de 2016). La excepcional generosidad fiscal del gobierno de Alaska ha llegado su fin, debido a la caída de los precios del petróleo. Alaska ha sido el estado con la menor carga impositiva de la nación debido a la virtual ausencia de impuestos locales. “Los ingresos petroleros eran tan abundantes que los residentes recibían cheques anuales por dividendos, provenientes del Fondo Permanente, que podían llegar a ocho mil dólares y que se entregaban en el otoño, con la regularidad de la primera nevada.” A partir de 1982, estas transferencias crecieron, con las alzas de precios de los hidrocarburos y los rendimientos de las inversiones del Fondo. En los primeros años se situaron entre 300 y 500 dólares por persona y en 2015 rebasaron los 2,000 dólares. El gobierno estatal ha hablado de regresar a los niveles iniciales.

En 2016, con el regreso a sesiones de la legislatura estatal, habrá de discutirse la reforma fiscal. La propuesta de impuesto al ingreso sería resentida más en las ciudades, mientras que imponer el IVA afectaría sobre todo a áreas rurales remotas, donde los bienes de consumo están aumentados por los costos de transporte. Las empresas petroleras, por su parte, se resisten a dos propuestas que están sobre la mesa: elevar su carga fiscal en alrededor de US\$ 100 millones anuales, al tiempo que se

limitan a US\$ 400 millones los créditos fiscales de los que disfrutaron⁴⁵.

Lo que está ya claro es que los ingresos derivados del petróleo ya no financiarán la excepcionalidad fiscal de Alaska.

Víctimas colaterales: la educación pública en Alaska

Un reportaje de principios de año ilustra uno de los aspectos más lamentables de esta situación: el impacto sobre la educación pública en el estado (Johnson, 14 de marzo de 2016).

El rediseño y la ampliación del sistema de educación pública de Alaska data de las épocas del auge petrolero y no se escatimaron recursos al imaginarlo y ponerlo en operación. Esta característica ha hecho más dolorosos y espectaculares los recortes que ahora se han introducido, en respuesta al déficit en las finanzas estatales, estimado para el año en curso en US\$ 3,500 millones: Algunos de los señalamientos del reportaje citado:

Afectaciones a todos los niveles:

La Universidad de Alaska ha anunciado un programa de reorganización de sus sedes, que implica importantes reducciones del personal académico. En previsión de ello, muchos profesores han ido a buscar oportunidades de trabajo en los estados del sur. Con la portabilidad de las pensiones, llevan con ellos los fondos acumulados.

El distrito escolar de Anchorage, el mayor del estado, ha reducido las plazas de enseñanza y ampliado el número de alumnos por grupo. La pequeña escuela rural de Nightmute, con 80 alumnos en una población de 3,000, está al borde de la parálisis: cinco de los seis profesores han anunciado su retiro al fin del año escolar.

A mediados de la década de los 70, cuando la situación de las escuelas rurales era muy precaria, se asumió el compromiso oficial de borrar las diferencias entre los distritos escolares ricos y urbanos y los pobres, aislados y remotos. Para cumplir la promesa se ha llegado a erogar US\$ 60,000 anuales por alumno en estos últimos. El material didáctico y el combustible de calefacción deben a menudo ser trasladados por avión a estas escuelas alejadas. Este gasto ya no es sostenible.

Algunas propuestas de recorte en el gasto en educación son muy drásticas: cierre de docenas de las escuelas rurales más pequeñas; práctica desaparición de los programas de investigación en las universidades, para concentrarlas en la docencia, como los colegios comunitarios; reducción del subsidio a la conexiones de internet de banda ancha en zonas rurales.

En algunas instituciones educativas la experiencia se está viviendo como un retorno a la realidad, tras años en que parece haberse pensado que el gasto en educación siempre podría financiarse.

Dakota del Norte – De los otros cinco estados incluidos en el análisis de la EIA, se cuenta entre los más afectados. Aunque los volúmenes de

⁴⁵ A mediados de 2016 se llegó a un arreglo provisional que permitió aprobar un presupuesto sustancialmente reducido pero que preservaba partidas básicas de gasto social y continúa discutiéndose el nuevo esquema de impuestos y créditos fiscales para las corporaciones petroleras.

producción permanecieron estancados, la caída en la recaudación de impuestos a la industria fue sustancial, al pasar de US\$ 3,500 millones en 2014 a no más de 2,000 en 2015, debido sobre todo a los menores precios. La respuesta, ya reflejada en el presupuesto para 2016, son recortes generalizados en el gasto.

Oklahoma – En diciembre de 2015 se declaró una “falla recaudatoria” que obliga a todas las agencias estatales a reducir el gasto y autoriza al gobierno a usar recursos hasta por el 37.5% del fondo de estabilización presupuestaria del Estado.

Las calificadoras degradan a algunos países exportadores

El 17 de febrero se propaló que la calificadora Standard & Poors había decidido revisar a la baja la calificación crediticia de diversos países exportadores de petróleo cuya solvencia había sido afectada por el desplome de los precios del petróleo, en especial las caídas ocurridas a principios de 2016⁴⁶.

<p>ARABIA SAUDÍ : DOS GRADOS, DE A+ A A- GRADO ‘ALTO-MEDIO’ / BAJO RIESGO CREDITO</p> <p>El colapso de los precios ha lastimado la posición financiera del reino y causado una multiplicación de las preocupaciones acerca de su situación económica, dando lugar a especulación de que se eliminará el vínculo entre el riyal y el dólar. La baja de los ingresos ha provocado déficit de enorme magnitud, respondidos a través de reducciones de gasto y contratación de deuda. La desalentadora perspectiva de los precios fue el disparador de la baja de dos escalones en la calificación.</p>	<p>BRASIL: UN GRADO, DE BB+ A BB ELEMENTOS ESPECULATIVOS / RIESGO SUSTANCIAL</p> <p>“Siguen siendo muy considerables los desafíos que enfrenta el país. Esperamos un proceso de ajuste más prolongado, con una menor restricción en la política fiscal y un año más de aguda contracción económica.” El país se ha visto afectado en muy diversos frentes: el creciente escándalo de corrupción en Petrobras ha minado la confianza en la capacidad de las autoridades para responder en forma efectiva a la recesión. Esta segunda baja elevará el costo del nuevo financiamiento.</p>
--	--

⁴⁶ Una recopilación de notas informativas sobre las acciones de la calificadora Standard & Poors Financial Services se consultó el 18 de febrero de en la página web del *Financial Times*: http://www.ft.com/intl/topics/organisations/Standard_&_Poor's_Financial_Services_LLC

<p>COLOMBIA: BAJA A ‘PERSPECTIVA NEGATIVA’</p> <p>‘Esperamos que el gobierno continúe las medidas de ajuste fiscal—tanto del lado del ingreso como del gasto—en vísperas del éxito de las negociaciones y de un acuerdo de paz. Si no se alcanzasen estos acuerdos, la débil posición fiscal afectará la percepción externa, deteriorando la posición crediticia del país.’ Tras la baja de la perspectiva se encuentran la caída de precios del petróleo que trae consigo una expansión del déficit presupuestal y afecta las opciones de crecimiento.</p>	<p>BAHRAIN: DE BB CON PERSPECTIVA ESTABLE A BBB- CON PERSPECTIVA NEGATIVA</p> <p>‘Esperamos que el impacto de los bajos precios del petróleo exacerbe una ya muy débil posición fiscal y de deuda. La vulnerabilidad a las fluctuaciones del petróleo ha aumentado desde 2009 por la permanencia hasta 2015 de las políticas anti-cíclicas del momento, con altos niveles de gasto, aumento de salarios y subsidios, a pesar de los esfuerzos de consolidación anunciados.’ La carga de la deuda se ha duplicado desde 2009.</p>
<p>OTROS PAÍSES: La calificación para RUSIA (BB+) se mantuvo sin cambio, a pesar de una más o menos generalizada expectativa de degradación. Ese rango, ya cercano al junk status se traduce formalmente como “situación con elementos especulativos, sujeta a riesgos sustanciales”.</p> <p>En cambio, se degradó a OMÁN y KAZAJASTÁN a BBB- que es el más bajo escalón antes de perder el llamado ‘grado de inversión’. El colapso de los precios del petróleo es el común denominador detrás de todos estos movimientos en las calificaciones crediticias⁴⁷.</p>	

El panorama en 2016 – Algunas corporaciones

Se diferencian algunas inversiones

A mediados de enero, la consultora Wood Mackenzie dio a conocer una nota analítica en la que subraya que “veintidós proyectos mayores y reservas por siete mil millones de barriles de petróleo equivalente fueron pospuestos—tal es el daño de los últimos seis meses” (Wood Mackenzie, 2016a). Y detalla: A éstos, originados en los bajos precios del crudo, deben añadirse a los 46 proyectos de desarrollo en curso y a las reservas por 20,000 Mbpe, cuya posposición se había anunciado en junio de 2015.

La consultora sigue el rastro de los proyectos aguas arriba — exploración y producción— que se diferencian, hasta 2017 o más adelante. “La cuenta llega ahora a 68 proyectos mayores, que involucran reservas por 27,000 Mbpe y suponen gastos de capital diferidos por US\$ 380

⁴⁷ Véase también Robin Wiggelsworth y Mark Odell, “Oil exporting countries hit by downgrades”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/a463966e-d5ae-11e5-8887-98e7feb46f27.html#axzz40UOJKPh1>).

mil millones en términos reales.” Es de esperarse, advierte, que la lista continúe creciendo conforme caen los precios y se restringen las asignaciones de capital.

Pari passu con el número y magnitud de los proyectos diferidos aumenta la producción futura afectada. Ahora, con la demora de un mayor número de proyectos en aguas profundas, se estima que la producción de líquidos afectada llegará a 1.5 Mbd en 2021 y aumentará en forma drástica a 2.9 Mbd en 2025. Los proyectos más afectados han sido los de aguas profundas, donde los diferidos implican a la mitad de los nuevos proyectos. Esto refleja “la combinación de insuficiente reducción de los costos y elevados gastos de capital iniciales, que desalientan las nuevas inversiones”.

Quizá recordando que no hay mal que por bien no venga, la consultora concluye que las corporaciones “se están viendo obligadas a encontrar nuevas formas para desarrollar recursos convencionales enormes y de alto costo, lo que lleva a otorgar mayor prioridad a la estandarización y la innovación”.

En dos notas referidas al análisis de Wood Mackenzie se precisa que la pérdida de producción futura, originada en los proyectos y gastos de inversión pospuestos, se dejará sentir en el Golfo de México, África y Kazajistán.

Entre los proyectos diferidos se mencionan el campo Johan Castberg, de Statoil, en el ártico noruego; Mad Dog 2, de BP, en el Golfo de México, y la segunda fase del campo gigante Kashagan, en Kazajistán, a cargo de un consorcio internacional.

Voceros de la consultora añadieron que, en relación a los proyectos de desarrollo de nuevos campos que requieren inversiones significativas, sólo un puñado se aprobará en el presente año.

“Existe una mentalidad de bunker —declaró Angus Roger, de WMac— conoceremos muchos otros proyectos que se diferan en los próximos seis meses; la tendencia seguirá manifestándose”. “Será un año brutal —añadió. La mayoría de las corporaciones van a enfocarse en la supervivencia de corto plazo y en la reducción de costos” (Adams, 14 de enero, 2016a y 2016b).

NO HAY QUE OLVIDAR LA CAÍDA DE LAS INVERSIONES - WOOD MACKENZIE

Quizá el mayor impacto de la caída sostenida por dos años de las cotizaciones del crudo ha sido resentido por los gastos de inversión de las corporaciones petroleras. “Prácticamente todos los países productores han visto reducciones y la explotación en tierra firme en EUA puede haber sido la más afectada. En el Medio Oriente se registraron menos reducciones y los proyectos siguieron adelante para mantener la participación en el mercado, pero los déficit públicos sufrieron fuertes deterioros”—sostiene la consultora Wood Mackenzie.

Las áreas más afectadas:

- Las reducciones más drásticas y más rápidas se han dado en la porción continental de EUA, afectando sobre todo a la producción no convencional. Más de la mitad del *capex* ejercido (US\$ 125,000 millones) se ha cortado en 2016-17 y se esperan nuevas reducciones, hasta por US\$ 200,000 millones, antes de 2020.
- En Rusia, las inversiones se reducirán en 40% en 2016-17, en parte a causa de la devaluación. Se procura seguir con la exploración, pues es esencial elevar la producción que este año alcanzó un máximo en la era postsoviética.
- En los campos maduros del Mar del Norte los cortes de inversión retrasan la recuperación y adelantan el desmantelamiento de las instalaciones. Desde el fin de 2014 se han suspendido inversiones por cerca de US\$ 27,500 millones (equivalentes al 36%) en los sectores británico y noruego. En la primera de éstas al menos 140 campos saldrán de producción en los próximos cinco años.
- En suma, en el lapso 2015-2020 la inversión convencional en exploración se situará unos US\$ 300,000 millones por debajo de lo que se preveía en 2014 antes del colapso de las cotizaciones.

“Aunque las inversiones en exploración se han abatido en más de la mitad desde 2014, los costos no han caído tanto como se esperaba.”

El futuro de los nuevos proyectos—de no producirse una mejora sustancial de los precios y los ingresos de las corporaciones dependerá de tres factores: fuerte compresión adicional de los costos de operación; la optimización del diseño de los proyectos, e incentivos fiscales adicionales para estimular la apertura de un nuevo ciclo de inversiones. Los consultores no explicitan el impacto esperado sobre la producción de estas monumentales reducciones en los presupuestos de inversión de las corporaciones petroleras (Wood Mackenzie, 2016b).

BP: pérdidas, reducción de costos y recorte de personal

A mediados de enero, la transnacional British Petroleum, como preludio a lo que se espera sea un reporte muy desalentador sobre el cuarto trimestre de 2015, adelantó la noticia de una reducción de amplia magnitud en su fuerza de trabajo.

La información, que apareció en los medios informativos el 12 de enero,⁴⁸ no había sido divulgada hasta esa fecha en el portal de la empresa.

De acuerdo con la nota citada, la caída de las cotizaciones precipitó el recorte de 4,000 puestos de trabajo en las actividades de exploración y producción, cerca de la vigésima parte (4.7%) del total mundial de empleos de la corporación, pero alrededor de un sexto (17%) de la fuerza de trabajo en producción primaria (Adams, 14 de enero, 2016b).

La reducción afectará en particular a las operaciones de BP en el Mar del Norte. Los sindicatos británicos reaccionaron con desmayo ante la pérdida de empleos que parece afectar a Escocia en forma desproporcionada. Otras áreas afectadas se encuentran en Angola, Azerbaiyán y el Golfo de México.

Un vocero de la empresa —citado en la nota— declaró que la acción “obedece a la necesidad de ser más competitivos y de reconocer un ambiente de negocios cada vez más desafiante”. La necesidad de abatir

48 El recorte anunciado en enero sigue a otro, también del orden de 4 mil puestos de trabajo, efectuado en 2015. Ambos exceden del 10% de la fuerza de trabajo de la corporación. Se recuerda también que en 2015 la Royal Dutch Shell efectuó recortes de personal que afectaron a 7,500 empleados y trabajadores. Se tiene noticia que al concretarse la fusión con BG Group en las próximas semanas, podrían recortarse otros 2,800 empleos. Véase Stanley Reed, “Stung by Low Oil Prices, BP Will Cut 4,000 Jobs”, *The New York Times*, 12 de enero de 2016 (http://www.nytimes.com/2016/01/13/business/energy-environment/bp-jobs-oilprices.html?emc=edit_ae_20160112&nl=todaysheadlines-asia&nliid=61996603&r=0).

gastos y preservar recursos para el pago de dividendos explica también la decisión.

“Hemos dicho desde hace algún tiempo, agregó, que esperamos que los precios del petróleo permanezcan deprimidos y por un tiempo más largo, lo que parece estar ocurriendo en efecto”.

La empresa también informó haber tenido, en el cuarto trimestre de 2015, una pérdida de US\$ 3,300 millones originada en la caída de los precios del crudo. Los ejecutivos de la corporación reiteraron su intención de no afectar el pago de dividendos.

El CEO de BP declaró que “aunque tiene que aceptarse que los precios continuarán bajos por más tiempo, no es razonable pensar que continuarán bajos por siempre” (New York Times, 2 de febrero de 2016).

Para el conjunto de 2015, BP reportó una pérdida de US\$ 7,500 millones —la mayor de su historia—, que respondió tanto a la caída de los precios del crudo como al costo, estimado en US\$ 9,800 millones, de la liquidación de los reclamos derivados del accidente del pozo Macondo. (Financial Times, 2 de febrero de 2016).

El segundo trimestre de 2016 fue desafiante, aseguró el CEO de la corporación. “Presenciamos algún fortalecimiento de los precios del crudo y en BP tuvimos acontecimientos interesantes.” En el comunicado de prensa respectivo (BP Global, 2016), la empresa indica: “En el [segundo] trimestre BP ha tenido un cargo neto no operativo después de impuestos de US\$ 2,800 millones [...] Cuando se consideran los efectos de la contabilidad a valores justos y las ganancias de inventarios, lo anterior equivale a una pérdida reportada en el trimestre de US\$ 1,400 millones.”

Una fuente externa decidió, por fortuna, traducir el anterior galimatías a un lenguaje más directo y claro: “BP registró pérdidas netas de US\$ 2,250 millones en el segundo trimestre y de US\$ 2,730 millones en la primera mitad de 2016. Estas cifras se comparan con pérdidas netas de US\$ 6,270 millones en el segundo trimestre de 2015 y de US\$ 4,160 millones en la primera mitad del mismo año (OGJ, 26 de julio de 2016).”

Además de los bajos niveles de precios del crudo y otros factores, en especial la fuerte caída en los márgenes de refinación, que presionaron

a la baja los ingresos netos de la corporación, se hubo de absorber el impacto de las indemnizaciones y otros gastos asociados al accidente de la plataforma Deepwater Horizon, cuyo costo total ascendió a US\$ 6,100 millones.

La empresa subraya que “se ha trazado una línea bajo las obligaciones relacionadas con el accidente. La producción total de BP en el primer semestre se situó en 2.3 Mbdpe, con alza de 2.3% sobre igual período del año anterior. Se espera, para antes de fin de año, un aumento de capacidad de producción del orden de 0.5 Mbdpe, como parte de una expansión que hacia 2020 se espera llegue a 0.8 Mbdpe. Con un gasto de capital estimado en algo menos de US\$ 17,000 millones en el año en curso, BP espera, en palabras de su principal funcionario financiero, continuar reestructurando su capital y sus costos para avanzar hacia el objetivo de “reequilibrar las fuentes de ingreso y los flujos de caja en 2017 con un rango de precios de entre US\$ 50 y 55 por barril”.

Chevron: el comienzo de un año difícil

En la primera mitad de 2016, la empresa, según informó a finales de julio (Chevron, s.f.), registró una pérdida de US\$ 2,195 millones que refleja, principalmente, un notable aumento de las incurridas en el segmento de extracción y una marcada moderación de las ganancias en las actividades downstream. Las primeras pasaron de una pérdida de US\$ 659 millones en la primera mitad de 2015 a US\$ 3,921 millones en el mismo lapso del presente año; es decir, se multiplicaron por un factor cercano a cinco. Las segundas se comprimieron de US\$ 4,379 a 2,013 millones entre uno y otro semestre, con caída de más de 50 por ciento. Los resultados, dijo el CEO, “reflejan los menores precios del petróleo y nuestro propio ajuste, en marcha, hacia un mundo de petróleo de bajo precio”. Respecto de la primera mitad del año pasado, los gastos operativos y de capital se abatieron en US\$ 6,000 millones.

ExxonMobil Corp: dificultades en el primer semestre

En el primer semestre los ingresos netos se situaron en US\$ 3,510

millones, con reducción de casi dos tercios (62%) de los correspondientes al mismo periodo de 2015. La caída de los ingresos netos reflejó, sobre todo, los bajos precios del petróleo y el debilitamiento de los márgenes de refinación. La fortaleza de los ingresos derivados de la producción petroquímica constituyó el punto brillante del período (ExxonMobil, 2016).

Las pérdidas (ingreso neto negativo) del semestre correspondieron a las actividades *upstream* en EUA (- US\$ 1,346 millones) y a las operaciones financieras y del corporativo (- US\$ 1,011 millones), compensadas por los ingresos netos obtenidos fuera de EUA y en las actividades de transformación. En cambio, la producción se mantuvo prácticamente al mismo nivel en ambos períodos: 4.1 Mbdpe. La producción de líquidos (2.4 Mbd) marcó un alza del orden de 150 mbd, compensada por un decrecimiento, del orden de 730 miles de pies cúbicos diarios (Mpcd) en la de gas natural, que promedió 10,200 Mpcd en el semestre.

Adviértase la estabilidad de los volúmenes extraídos a pesar de la importante caída de los ingresos netos de la empresa. La reducción de los ingresos netos derivados de las operaciones extractivas (*upstream*), que fue del orden de US\$ 3,700 millones, afectó sobre todo a las actividades fuera de EUA, dos tercios de la caída total.

También se abatieron los ingresos netos de las actividades de transformación industrial (*downstream*), afectadas por la compresión de los márgenes de refinación. La caída de los ingresos netos *downstream* fue mucho mayor en las actividades fuera de EUA (- US\$ 1,100 millones) que en el país sede (- US\$ 380 millones).

En el semestre, los gastos de exploración y de capital se situaron en US\$ 10,285 millones, un tercio (36%) menos que en enero-junio de 2015. El 70% de esta reducción afectó a las operaciones *upstream*. Los dos primeros trimestres de 2016 fueron los de menores ingresos netos para la corporación desde que se inició la caída de los petroprecios a mediados de 2014.

Lukoil: un mal año desde el comienzo

La mayor empresa privada de Rusia aporta aproximadamente la sexta parte de la producción nacional de crudo y realiza una parte similar de la actividad de refinación en el país. Proclama controlar alrededor de 1% de las reservas mundiales de crudo, base de la que extrae alrededor del 2% de la producción mundial.

Hasta agosto sólo había dado a conocer resultados correspondientes al primer trimestre del año (Hellenic Shipping News, 6 de julio de 2016), período en que su utilidad registró una caída de cerca de 60% respecto de igual período de 2015.

La producción de hidrocarburos se mantuvo sin variación en uno y otro de esos periodos, en tanto se elevó en 5.6% la producción de refinados. Las ventas totales de la empresa se elevaron en 18.2%. Sin embargo, ante la deteriorada situación financiera, se redujeron en una quinta parte (20.5%) las inversiones.

Petrobras: reducción del presupuesto de inversión

También hacia mediados de enero se anunció una reducción de US\$ 32,000 millones, equivalente al 25%, en el plan quinquenal de inversiones de Petrobras.

La corporación limitará sus inversiones a US\$ 98,400 millones entre 2015 y 2019, en lugar de los US\$ 130,300 millones previstos al inicio del período. Las tensiones financieras a las que está sujeta la empresa son enormes y la carga de su deuda —estimada en US\$ 104 mil millones, “la mayor de cualquier corporación en el sector de la energía” (Pearson, 12 de enero de 2016) — la ha obligado a vender activos, reducir gastos y suspender el pago de dividendos.

La reducción en el presupuesto de inversión se dio en el contexto de un amplio ajuste en el Plan de Negocios y Gestión 2015-2019 al que se hace referencia en una nota informativa a los inversionistas (Petrobras, 2016a). En ella se precisa que el ajuste, aprobado por el Consejo de Administración, se adoptó “a la luz de los nuevos niveles del precio del petróleo y del tipo de cambio”. Tras haber realizado un precio medio

de US\$ 52/b, la empresa espera en 2016 una reducción a US\$ 45/b, al tiempo que prevé un tipo de cambio del real de 4.06 por dólar, frente a una tasa realizada en 2015 de R 3.33 por dólar.

En términos de producción, Petrobras espera alcanzar en 2016 una media de 2,145 Mbd, superior en 17 Mbd a los 2,128 Mbd producidos en 2015.

En agudo contraste con los escándalos de corrupción que la han sacudido por varios años, la empresa consiguió un vuelco en el segundo trimestre de 2016 (Petrobras, 2016b). “La utilidad líquida alcanzó a R\$ 370 millones [US\$ 116 millones] en el período abril-junio. En el primer trimestre la compañía había registrado pérdidas por R\$ 1,200 millones [US\$ 375 millones]. Contribuyeron positivamente a esta mudanza, la reducción de 30% en los gastos financieros líquidos, el aumento de 7% en la producción total de petróleo y gas, el aumento de 14% en las exportaciones de petróleo y derivados y la reducción de las importaciones de gas natural.”

Hubo, además, una reducción en el endeudamiento total en el semestre de alrededor de US\$ 30,000 millones (19%), cuyo total pasó de US\$ 155,000 millones al cierre de diciembre de 2015 a US\$ 125,000 millones a finales de junio de 2016. El aumento de la producción de hidrocarburos en el segundo trimestre, respecto del primero, se cifra en 7% hasta un total de 2.8 Mbdpe.

Royal Dutch Shell: continúa el deterioro

El informe presentado a finales de julio consolida los resultados de British Gas, cuyo proceso de adquisición concluyó en febrero de 2016. “Los bajos precios del petróleo continúan planteando un desafío considerable, en especial para las actividades extractivas” —manifestó el CEO de la empresa al dar a conocer el reporte. En el primer semestre, los ingresos netos totales se situaron en US\$ 1,053 millones, 87% menos que en el período comparable de 2015. El resultado neto encierra pérdidas (ingreso neto negativo) en las actividades extractivas (*upstream*) por US\$ 3,324 millones —que amplía una tendencia iniciada desde el segundo trimestre de 2015. Otras líneas de actividad siguieron rindiendo resultados

positivos en el primer semestre de 2016, aunque en menor medida que en los seis primeros meses del año anterior. Así el ingreso neto derivado del procesamiento de gas (US\$ 1,887 millones) se redujo en 24%; en 36% el que provino del conjunto de actividades downstream (US\$ 3,417 millones) y el correspondiente a refinación de petróleo (US\$ 2,784 millones) 35 por ciento. La producción de hidrocarburos en el semestre fue de 2.7 Mbdpe, con un leve alza sobre el período comparable de 2015 (2.3 Mbdpe). El mayor incremento entre los dos períodos correspondió a la producción de líquidos (20%) frente a un alza de 13% en la de gas natural. Los ingresos netos por refinación se vieron afectados por menores márgenes, al igual que algunos petroquímicos, y por mayores impuestos (CISION, 2017).

Statoil y el caso del campo JS

La primera mitad del año fue en extremo contrastante. Permitió, sin embargo, un vuelco al moverse de una pérdida de US\$ 3,704 millones en la primera mitad de 2015 a una ganancia de US\$ 309 millones en este último semestre. El vuelco se produjo en los primeros tres meses, cuando el ingreso neto alcanzó los US\$ 669 millones. Ya en abril-junio volvió a registrarse pérdida, de US\$ 302 millones.

Quizá para subrayar lo obvio, el CEO declaró que “nuestros resultados financieros se vieron afectados por los bajos precios del petróleo y el gas en el trimestre”. (Afectaron también los bajos márgenes de refinación, aunque continuó la contribución positiva de la fortaleza de la producción y las reducciones de costos.) En efecto, el precio promedio recibido por los líquidos cayó de 51 a 34 US\$/b de la primera mitad de 2015 a la de 2016. Ya en esta última el contraste se presentó entre el precio medio en el primer trimestre, que fue de sólo 29 US\$/b, y la leve recuperación a 39 US\$/b en los últimos tres meses. No hubo movimientos significativos en la producción física, ahora en alrededor de 1.9 Mbdpe. “Mantuvimos, declaró el CEO, nuestros lineamientos de producción y esperamos un crecimiento medio anual de la producción de 1% en el lapso 2014-2017” —el período de los precios bajos.

El caso del campo JS

El campo petrolero que puede ser considerado como el más promisorio en el litoral noruego lleva el nombre de una destacada personalidad política del siglo XIX: Johan Svedrup (1816-1892). Al aludir a este campo, cuya riqueza in situ se estima entre 1,900 y 3,000 millones de barriles de crudo equivalente, descubierto desde 2010, se usan las iniciales: JS. Su desarrollo está a cargo de un consorcio, cuyo operador es Statoil, con participación de 40%, del que forman parte Lundin (22.6%), Petoro (17.4%), Det norske oljeselskap (11.6%) y Maersk Oil (8.4%).

A finales de agosto, el *Financial Times* publicó este espectacular encabezado: “Statoil consigue que su proyecto emblema resulte redituable a 25 dólares por barril”. En su portal, la empresa refiere que desde que el plan para el desarrollo y operación del campo JS fue aprobado por las autoridades noruegas se ha trabajado para mejorar el proyecto. “La inversión en la primera fase se estima en 99 mil millones de coronas noruegas (alrededor de US\$ 12,000 millones), 24 mil millones menos que el gasto de capital inicialmente previsto. El actual precio de equilibrio (break-even) se ha reducido a menos de US\$ 25 por barril en la fase 1” del proyecto (Statoil, 2016). Al respecto, el CEO de Statoil, Eldar Sætre, declaró que se ha logrado abatir los costos de inversión, al tiempo que se elevan la capacidad de proceso, la estimación de los recursos y el valor del campo. “JS es un proyecto de clase mundial y deseamos crear alto valor para los propietarios y para la sociedad por varias generaciones.”

En la fase 1 los mejoramientos se han concentrado en las actividades de perforación, la eficiencia de los pozos y la calidad de la planeación y ejecución del proyecto. Así, en términos de capacidad de producción, que se espera fuese de 315,000 a 380,000 bd, se considera ahora que se sitúe en 440,000 bd. La adición de una tercera plataforma, que ya ha sido acordada con los socios, permitirá llevar la capacidad total del campo a 660,000 bd, por encima del rango de 500 a 650 Mbd, inicialmente esperado.

El desarrollo del campo comprende varias fases y el *Capital Expenditures* (CAPEX) total, que en un principio se estimó entre 170 y 220, se estima ahora entre 140 y 170 miles de millones de CN.

El campo JS constituirá un ejemplo de desarrollo de depósitos complejos de grandes dimensiones en los tiempos de bajos precios del petróleo (Milne, 26 de agosto de 2016).

Total – el beneficio de la recuperación

El 27 de julio, al presentar el informe, el CEO de la empresa destacó (Total, 2016): “Total capturó el beneficio de la recuperación de precios en 2016 y su utilidad neta ajustada fue de US\$ 2,200 millones, un tercio mayor a la del primer trimestre.” Frente al 2T15, la producción primaria aumentó en 5%. Entre el primero y segundo trimestres de 2016 no hubo variación significativa en la transformación industrial. Continúan los esfuerzos para reducir los costos de operación. Se espera que en el año en curso las erogaciones de capital alcancen a entre 18 y 19 mil millones de dólares.

Víctimas colaterales: las empresas de transporte por ductos

Todo mundo está familiarizado con la división de la industria petrolera en dos segmentos: *downstream* (a menudo traducido ‘corriente abajo’), al que corresponden las actividades de refinación y otras formas de transformación industrial de los hidrocarburos, y *upstream* (o ‘corriente arriba’), referido a las actividades de producción primaria de los hidrocarburos, alrededor de la exploración y extracción de petróleo y gas. Menos comunes son las referencias al segmento denominado *midstream* (‘corriente media’, podría decirse), al que corresponde las actividades de transporte de hidrocarburos, cada vez más por medio de ductos y a cargo de empresas independientes, así como las de almacenamiento y comercialización⁴⁹.

En un reportaje reciente en el que se basa este inciso, se examinan con cierto detalle algunas de las tribulaciones que la industria del *midstream*, en especial la relacionada con el auge del presente siglo de los líquidos no convencionales, ha sufrido en EUA (Mayer, 3 de marzo de 2016).

En la primera semana de marzo, el oleoducto Cushing Marketlink

⁴⁹ Véase World Petroleum Council Canada, “About the Industry: Upstream, Midstream and Downstream” (<http://www.wpccanada.com/yc/industry-info/about-the-industry/upstream-midstream-downstream.html>).

—una de las arterias troncales del mercado estadounidense de hidrocarburos, que une el centro de almacenamiento de Cushing Okh con la costa de Texas, construido por TransCanada en 2014 con inversión de US\$ 2,300 millones— anunció una reducción adicional de 10% en su tarifa para el transporte de crudo ligero, situándola en US\$ 2.5/b. Por su parte, algunos transportistas se mostraron dispuestos a ofrecer espacio de transporte en el ducto por US\$ 0.5/b. Las empresas de transporte por ductos solían verse a ellas mismas como ‘recolectoras de tarifas’, fundamentalmente a salvo de los altibajos del mercado. Esta situación ya no es real.

Con la declinación de los volúmenes producidos, provocada por la fuerte y sostenida caída de los precios, el crudo movido por los ductos ha disminuido y, además, una parte del mismo se ha colocado en almacenamiento, en espera de mejores precios en el mercado. Actualmente se estima que el Marketlink está operando a sólo el 60% de su capacidad.

Por su parte, la mayor operadora de oleo- y gasoductos de EUA, Kinder Morgan, anunció desde fines del año pasado que reduciría en 75% su dividendo por el año, tras cinco jornadas de mercado en que el valor de sus acciones cayó en 30% y los ejecutivos renunciaron a seguir financiando a la empresa con nuevas emisiones de acciones, cuyo atractivo se había visto muy disminuido por la caída de las cotizaciones. “La caída de los precios del petróleo y el gas natural desde el verano del año pasado [2014] ha hecho perder valor de mercado a muchas empresas del negocio de transporte y otros aspectos de logística de hidrocarburos. Entre ellas, Energy Transfer Partners, Enterprise Products Partners, TransCanada y Enbridge” (Kroocks, 8 de diciembre de 2015).

Otro dolor de cabeza para las empresas estadounidenses midstream se derivó de una, poco publicitada, decisión judicial alrededor del tipo de contrato que constituye la columna vertebral de las relaciones entre productores y transportistas: los contratos ‘take or pay’. Se trata de contratos que obligan al comprador a aceptar la entrega, en un momento o a lo largo de un período establecido, de un volumen determinado de bienes o servicios ofrecido por el vendedor a un precio preestablecido, o

bien, en caso de no aceptar la entrega, pagar una penalidad al vendedor. Se supone que estos contratos ofrecen al vendedor flujos de caja estables que le permiten operar en condiciones de alto apalancamiento.

El 8 de marzo, una corte de quiebras mercantiles en Nueva York decidió que un grupo de compañías productoras de energía, caído en la insolvencia, conocido como Sabine Oil & Gas Corp, podía rechazar sus contratos de servicio con las unidades de recolección de gas de Cheniere Energy, por lo que algunas obligaciones contractuales, incluyendo penalidades por US\$ 35 millones previstas en cláusulas ‘take or pay’, dejaban de ser deudas aseguradas y se convertían en adeudos no asegurados. “El shock en el mundo de los inversionistas en activos midstream fue considerable”, aunque después se aclaró que la decisión no sería aplicable a los contratos relativos al transporte por ductos, que representan tres cuartos del total. “Quedó claro, sin embargo, la facilidad con la cual incluso inversionistas muy sofisticados pasan de la complacencia al terror” (Dizard, 11 de marzo de 2016).

La visión más completa de los perjuicios sufridos por las empresas del midstream en EUA la ofrece el Alerian MLP Index, que mide el rendimiento de 50 compañías, con capitalización promedio de US\$ 5,345 millones y máxima de US\$ 51,307 millones, que representan alrededor de tres cuartos de la capitalización total del sector, calculado a partir de finales de 1995 (29Dic95 = 100.00).

En 2015 el índice perdió 32.6% (que se compara, por ejemplo, con un alza anual de 1.4% del índice SP500), aunque se mantuvo en terreno positivo si se contabilizan los últimos cinco (1.5%) o diez (8.7%) años como reflejo del largo auge de la energía no convencional en Norteamérica.

Después de mantener una tendencia firmemente ascendente, con muy escasas fluctuaciones, entre el 4 de abril de 2013 (500.68) y un máximo de 1,886.65 el 9Mar14, el índice inició un prolongado desplome, con algunos altibajos importantes, que lo llevó a un mínimo de 792.80 el 11Feb16, tras lo cual se ha recuperado a 1,038.58 el 30Mar16.⁵⁰

Es pues evidente que las empresas del *midstream* deben contarse entre las víctimas colaterales del desplome de los precios de los hidrocarburos.

50 Véase Alerian, “Alerian MLP Index”: <https://www.alerian.com/indices/amz-index/>

LA ‘NUEVA ESTRATEGIA SAUDITA’: VISIÓN A 2030

La Visión 2030 y la ‘despetrolización’ de la economía

Después de varios anuncios que no se materializaron, el 25 de abril fue la fecha en que el gobierno saudita anunció, por voz de quien se ha convertido en su vocero más poderoso e influyente, el segundo príncipe heredero Mohammed bin Salman, la llamada Visión 2030. Se trata de un amplio trazo del futuro de largo plazo de un reino que aspira a reducir su dependencia histórica del petróleo—a la que ha vivido atado al menos por siete decenios, desde que en 1945 el presidente Roosevelt y el rey Saud establecieron una de las alianzas geopolíticas más duraderas de la historia—; diversificar y elevar la participación privada en la actividad económica; abatir los enormes subsidios directos alimentados por los ingresos petroleros, y asegurar altos y crecientes niveles de vida para una población en aumento. En una palabra, antes que otros petroleros, los saudís se proponen ‘despetrolizar’ y modernizar su economía.

Una nota *ad hoc* de la Brookings Institution recuerda algunos antecedentes del nuevo enfoque saudí que han pasado en buena medida desapercibidos para quizá la mayor parte de los analistas.

Con la abrupta y sostenida caída de los precios del petróleo, en parte diseñada por ellos mismos, los saudís se enfrentaron a nuevas realidades, entre ellas la insuficiencia de los recursos presupuestales y el déficit público (13.5% del PIB en este año), así como la brusca reducción de los subsidios a los combustibles, la energía y el agua, todas fueron resentidas de golpe por la población del reino.

En estas condiciones, el gobierno saudí acudió a varios consultores internacionales (Ghafar, 2016). Entre ellos, McKinsey parece haber sido el que más contribuyó al diseño de la Visión 2030. “Puede resultar

sorprendente para muchos saudís—escribe Ghafar—que el origen del cambio ministerial, y, en realidad, de la nueva dirección económica del reino, encuentre su fuente principal en un informe de la firma consultora global McKinsey & Company.”

El anuncio inicial de la Visión 2030 incluyó una serie un tanto dispar e inconexa de anuncios y acciones. Destacó, en primer término, una amplia reforma gubernamental, con la desaparición, fusión o reforma de varios ministerios, entre ellos (Royal Embassy of Saudi Arabia, 7 de mayo de 2016):

Ministerio de Petróleo y Recursos Minerales	Ministerio de Energía, Industria y Recursos Minerales – responsable por la electricidad, la industria y la gestión del Programa Nacional de Desarrollo de Complejos Industriales
Ministerio de Electricidad y Agua	Suprimido
Ministerio de Comercio e Industria	Ministerio de Comercio e Inversión
Ministerio de Agricultura	Ministerio del Ambiente, el Agua y la Agricultura
Fusión de los antiguos ministerios del Trabajo y de Asuntos Sociales	Ministerio del Trabajo y del Desarrollo Social

El nuevo Ministerio de Energía, Industria y Recursos Minerales revela la intención de un manejo conjunto de los vastos recursos energéticos, incluidos los renovables—en especial solar y eólico—, a cuyo desarrollo se da especial énfasis, con el objetivo de colocarlos en el centro de una ambiciosa política de desarrollo industrial y generación de empleo (la tasa corriente de desocupación se estima en 11.6%). La captación de inversión y tecnología foráneos jugarán un rol central en los nuevos enfoques. La reestructuración estuvo acompañada por un amplio recambio de los titulares de por lo menos siete ministerios.

También se señaló que en el reino de Saudi Arabia se ha desarrollado una adicción al petróleo, que es peligrosa y que es el factor que ha estorbado el desarrollo de muy diferentes sectores a lo largo de los años recientes. Se piensa que, aún si para 2020 el petróleo dejase de fluir, el reino sería capaz de sobrevivir.

El anuncio fue caracterizado como un panorama de conjunto de la

Visión 2030, trazado en sus rasgos más generales, y cuyos componentes específicos se divulgarán en las próximas semanas y meses. Algunos de los anticipos iniciales de la mayor importancia son los siguientes:

- El elemento sin duda que más llama la atención y ha sido discutido con amplitud en la prensa internacional es la intención de privatizar, a través de una OPI local, como se dijo en el primer momento, una pequeña parte, de hasta 5% del capital de SaudiAramco, la inmensa compañía petrolera estatal —con valor de mercado mínimo estimado en alrededor de US\$ 2 billones. El resto de las acciones de la empresa se transferiría a un Fondo Público de Inversiones, que actuaría como un enorme fondo soberano de inversión—dotado de alrededor de US\$ 3 billones— institución que hasta el momento y a diferencia de tantos otros países petroleros, el reino se ha negado a establecer. Como recuerda Chatham House, Arabia Saudí ha solido mantener sus ahorros invertidos en letras de Tesorería estadounidenses, sacrificando rentabilidad por seguridad⁵¹.
- Un segundo elemento, también destacado en el análisis del Real Instituto de Asuntos Internacionales, indica que “Otro cambio dramático consistiría en que los expatriados árabes podrían tener acceso a ‘tarjetas verdes’, con los que se daría fin al actual sistema de patrocinios que ha facilitado abusos de los derechos humanos... Una acción de este tipo sería sin duda bienvenida en el resto del mundo árabe, contribuiría de manera positiva al ‘poder suave’ saudita en la región y contribuiría a la flexibilidad laboral en el reino”⁵².
- Otros aspectos misceláneos de la Visión 2030 incluyen los siguientes:

51 Véase, Jane Kinninmont, “Saudi Arabia Faces its Future in Vision 2030 Reform Plan”, Chatham House, Londres, 29 de abril de 2016 (<https://www.chathamhouse.org/expert/comment/saudi-arabia-faces-its-future-vision-2030-reform-plan>).

52 Véase, Jane Kinninmont, “Saudi Arabia Faces its Future in Vision 2030 Reform Plan”, Chatham House, Londres, 29 de abril de 2016 (<https://www.chathamhouse.org/expert/comment/saudi-arabia-faces-its-future-vision-2030-reform-plan>).

- Una acelerada diversificación hacia actividades no petroleras, que van desde la minería hasta la fabricación de armas, esta última una actividad esencialmente sustitutiva de importaciones.
- Apertura de mayores oportunidades de empleo para la fuerza de trabajo femenina, aunque el objetivo anunciado—elevar la participación de las mujeres en la fuerza de trabajo de 22% ahora a 30% dentro de quince años—parece muy modesto.
- Se habla de establecer un sistema educativo alineado con las demandas del mercado.
- Apertura al comercio, la inversión, los visitantes internacionales y las normas de conducta generalmente aceptadas en la sociedad internacional, tales como mayor transparencia y leyes seculares.
- Al abordar algunas cuestiones no económicas, se subraya, quizá por primera vez, la importancia de la cultura y el entretenimiento como elementos centrales de una sociedad saludable y de alentar la participación de la mujer en las actividades deportivas.
- Se prevé también el desarrollo del turismo y la renovación de sitios históricos.⁵³

⁵³ Información derivada, entre otras, de las siguientes notas: “Saudi Arabia post-oil future”, *The Economist*, 30 de abril de 2016 (http://www.economist.com/news/middle-east-and-africa/21697673-bold-promises-bold-young-prince-they-will-be-hard-keep-saudi-arabias?fsrc=email_to_a_friend); “A Promising New Path for Saudi Arabia”, Editorial Board, *The New York Times*, 28 de abril de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/04/28/opinion/a-promising-new-path-for-saudi-arabia.html?emc=eta1>); y, Ben Hubbard, “Saudi Prince Shares Plan to Cut Oil Dependency and Energize the Economy”, *The New York Times*, 25 de abril de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/04/26/world/middleeast/saudi-prince-shares-plan-to-cut-oil-dependency-and-energize-the-economy.html?emc=eta1>)

Los grandes objetivos de la Visión 2030

El Instituto global McKinsey difundió una versión pública de algunas de las conclusiones de su estudio sobre Arabia Saudí, antes aludido. Lo tituló “Llevar a la economía de Arabia Saudí más allá del petróleo”, está fechado en diciembre de 2015 y se presenta como resumen de un informe más amplio: Saudi Arabia beyond oil: The investment and productivity transformation.⁵⁴ Entre las conclusiones que destaca figuran las siguientes:

- El auge de los precios del petróleo entre 2003 y 2013 produjo una prosperidad creciente en Arabia Saudita, que se convirtió en la decimonona economía mundial, con la duplicación de su PIB, un aumento de 75% en el ingreso de las familias y la generación de 1.7 millones de empleos, incluso un número creciente para mujeres saudís. Fue muy considerable la inversión pública en educación, salud e infraestructura y la acumulación de reservas se elevó a prácticamente el equivalente del PIB en 2014.
- El crecimiento del país ya no puede descansar en el ingreso petrolero y en el gasto público de desarrollo, dados el cambiante mercado global de energía y una dinámica demográfica que elevará significativamente el número de saudíes en edad de trabajar hacia 2030. La actual tasa de participación laboral de 41% y el crecimiento de la productividad—de 0.8% anual entre 2003 y 2013—ha quedado a la zaga de muchas economías emergentes.

54 Véase Gassan Al-Kibsi et al, “Moving Saudi Arabia’s economy beyond oil”, Report, McKinsey Global Institute, diciembre de 2015 (www.mckinsey.com/global-themes/employment-and-growth/moving-saudi-arabias-economy-beyond-oil)

ARABIA SAUDÍ DISPONE DEL POTENCIAL DE DUPLICAR EL PIB PARA 2030, A PESAR DE CONDICIONES DIFÍCILES			
<i>Resultados esperados – dólares constantes de 2013 – supuesto de precio del petróleo: US\$ 60/b</i>			
	2014	2030 – política reactiva	2030 – pleno potencial
PIB real	US\$ 800,000 millones	US\$ 1.2 billones Factor: 1.5 Crecimiento anual: 3%	US\$ 1.6 billones Factor: 2 Crecimiento anual: 4.5%
Ingreso real mensual por unidad familiar ^a	US\$ 3,800	US\$ 3,000 - 20%	US\$ 6,000 + 60% ^b
Desempleados (miles)	660	2,200	800
Tasa de desempleo(%) ^a	12	22	7
Activos financieros gubernamentales líquidos netos ^c	+ US\$ 900,000 millones	- US\$ 2 billones	- US\$ 600,000 millones
Proporción del PIB	120%	140%	30%
Balance fiscal anual	- US\$ 17,000 millones	- US\$ 140,000 millones ^c	+ US\$ 40,000 millones ^c
Proporción del PIB	2.3%	2%	2%

^a Nacionales saudí, excluye trabajadores expatriados

^b Después de impuestos (el aumento antes de impuestos sería 80%)

^c Activos de reserva plus acciones gubernamentales en mercados de valores minus deuda bruta (a fines de 2014) minus déficit fiscales acumulados entre 2015 y 2030.

^e Excluye pago de intereses si el gobierno decide financiar los déficit con deuda

FUENTE: McKinsey Global Institute analysis

- Nuestro modelo, que integra las perspectivas económica, laboral y fiscal del país, muestra que, incluso si se responde a estos desafíos con giros de política como la congelación del presupuesto y restricciones a la inmigración, el desempleo se elevaría en forma rápida, se contraería el ingreso de las familias y habría un drástico deterioro de la posición fiscal del gobierno nacional.

- Sin embargo, una transformación económica conducida por la productividad permitiría al reino duplicar de nuevo su PIB y crear hasta 6 millones de nuevos puestos de trabajo para 2030 (ver cuadro). Se estima que se requerirían inversiones del orden de US\$ 4 billones. Ocho sectores —minería y metalurgia, petroquímica, industria manufacturera, comercio minorista y al mayoreo, turismo y hospitalidad, cuidado de la salud, finanzas y, construcción— reúnen el potencial para aportar más del 60% de esta oportunidad de crecimiento.
- Para permitir esta transformación será necesario: a) acelerar el cambio del actual modelo económico conducido por el gobierno a un enfoque más basado en el mercado; b) mayor participación de la fuerza de trabajo masculina y femenina en el mercado de trabajo, para asegurar mayor ingreso familiar; c) el más rápido aumento de la productividad reclama mejor regulación de las empresas y mayor apertura a la competencia, el comercio y la inversión; y, d) mejorar la eficiencia del gasto y obtener nuevas fuentes de recaudación que aseguren la sustentabilidad fiscal, quizá a través de impuestos y más altos precios locales de la energía.
- El país en su conjunto—incluyendo al sector privado, los inversionistas foráneos y las unidades familiares—debe involucrarse en el proceso: el Estado necesita adoptar una nueva filosofía de efectividad; las empresas adaptarse a un entorno más competitivo, y los ciudadanos asumir mayores responsabilidades personales. “La transición será desafiante, pero la nueva era de crecimiento económico y empleo que puede abrirse será más duradera y sostenible que los auges petroleros del pasado.”

Primeras reacciones ante el anuncio de la Agenda 2030

Algunas de las prevenciones finales del estudio de McKinsey, arriba descritas, hallaron eco en las primeras reacciones ante el anuncio del príncipe Salman. Una muestra:

<p>“[El príncipe Salman] se retractó en una de sus promesas... como reflejo aparente de la resistencia del estamento religioso whahabi, cuya sombra pende sobre todo intento de reforma en Arabia Saudí. [Quizá el mismo factor impidió] cualquier referencia a reforma democrática u otras libertades...” (The Economist, 30 de abril de 2016).</p>	<p>“La indolencia de una sociedad habituada a recibir las riquezas petroleras supone otro gran obstáculo. ...los esfuerzos del reino para combatir la adicción petrolera han chocado con un muro de apatía. [...] Ha sido como un padre que advierte a su hijo de 40 años que es tiempo que salga de casa y obtenga un empleo” (The Economist, 30 de abril de 2016).</p>
<p>“Hay dudas acerca de si el reino, con su gobierno autoritario, puede establecer las estructuras regulatorias y legales que se requieren para tratar con un sector privado de gran importancia. Las firmas internacionales requieren certidumbre acerca de las reglas aplicables y certeza de que las disputas comerciales se resolverán en los términos de la ley” (The New York Times, 28 de abril de 2016).</p>	<p>“Hay una enorme disparidad entre las necesidades del mercado de trabajo y lo que produce el sistema educativo del reino, tanto en términos de habilidades como de ética laboral. [Por otra parte,] la privatización de grandes sectores, como la salud y la educación, exige capacidades de supervisión y regulación de las que carece la inflada e ineficaz burocracia...” (Hubbard, 25 de abril de 2016).</p>
<p>“Los factores sociales son un elemento clave de la nueva estrategia: la mitad de la población tiene menos de 25 y crear empleos es vital si el reino... desea evitar las tensiones sociales que han fomentado las revueltas de la ‘primavera árabe’ en la región. Pero el establecimiento de, incluso, impuestos indirectos puede traer consigo demandas de cambio que desestabilicen el sistema autoritario” (Black, 25 de abril de 2016).</p>	<p>“Hay mucho en juego en la Visión 2030. Algunos dirían que de ella depende el futuro del reino. Hay certeza de que se refiere a las cuestiones de las que depende que el reino se transforme de una economía dependiente del petróleo a otra: moderna y diversificada. Convertir en realidad la Visión 2030 es un desafío formidable. En perspectiva, puede ser el inicio del cuarto Estado saudí” (Alyahya, 12 de mayo de 2016).</p>

La lista de obstáculos, como se advierte, es formidable. El desarrollo de la Visión 2030 de Arabia Saudí será de los asuntos que reclamarán seguimiento constante.

Primera etapa: transformación a 2020

El lunes 7 de junio, el gabinete del gobierno de Arabia Saudita, en sesión *ad hoc* presidida por el rey Salman y coordinada por el segundo príncipe heredero Mohammed bin-Salman aprobó el Programa Nacional de Transformación a 2020 (PNT20) que es el primer planteamiento de acciones de política orientado a instrumentar la Visión 2030, anunciada el mes anterior. En una muestra poco usual de transparencia en un reino que suele regirse con mínimos de información pública, el documento completo del PNT20 es accesible en internet (Vision Kingdom of Saudi Arabia, s.f.).

La presentación del documento recuerda que la Visión 2030 constituye una “metodología y una hoja de ruta para las acciones económicas y de desarrollo” del reino, en la que se identifican “las acciones generales, las políticas, las metas y los objetivos”.

El Consejo de Asuntos Económicos y de Desarrollo, presidido por bin-Salman, traducirá la Visión en diversos programas específicos, que se definirán y publicitarán de manera sucesiva. El primero de ellos es el PNT20, que abarca en su primer año de ejecución (2016) a 24 órganos gubernamentales, agrupa diversos objetivos y establece metas parciales a ser alcanzadas en el horizonte de 2020.

Un primer elemento que llama la atención es el cambio de énfasis. Como se subrayó al analizar la Visión 2030, era frecuente la prioridad acordada al objetivo de diversificación de la economía, reduciendo drásticamente la tradicional dependencia del sector petrolero, así como la insistencia con que se planteaba y reiteraba este objetivo central. Quizá como resultado de las diferencias internas de intereses, tal prioridad ha desaparecido, al menos de la superficie.

El PNT20, en su presentación, es un texto de lenguaje tecnocrático, despojado de la unidad y claridad de propósitos del primer planteamiento, que llevó a diversos analistas y a diferentes fuentes informativas a hablar de ‘despetrolización’.

Presentado en forma esquemática, el PNT20 contiene, en el plano más general, cuatro “metas nacionales comunes” en los siguientes segmentos:

<p>Creación de empleos —Más de 450 mil empleos en el sector no gubernamental para 2020, “contribuyendo así a la meta de la Visión de ofrecer oportunidades para todos”.</p>
<p>Fortalecimiento de asociaciones con el sector privado —Se espera que tres quintos del gasto asociado a estas iniciativas sea financiado por particulares, “aliviando así al gobierno de la carga de financiar el 40% de las iniciativas” y aumentando la contribución privada al PIB.</p>
<p>Maximización del contenido local —Se prevé adquirir insumos y otros componentes locales con valor de SAR 270 mil millones (US\$ 72,000 millones) que permitirán “aumentar el valor agregado nacional, reducir la dependencia en las importaciones y crear empleos”.</p>
<p>Transformación digital —Se persigue, a través de 5 plataformas y 29 iniciativas digitales, “desarrollar la infraestructura digital, activar sectores económicos, apoyar actividades industriales,” públicas, privadas y mixtas.</p>

Algunas de estas metas nacionales comunes se antojan muy poco ambiciosas para un país de la dimensión y recursos de Arabia Saudita. Por ejemplo, el objetivo de menos de medio millón de empleos en cinco años, que equivale a algo menos de 100 mil anuales, no se compadece de una tasa de desocupación juvenil estimada en más de 21.1% para los varones, que equivalió en 2015 a alrededor de 600 mil jóvenes (Central Intelligence Agency, s.f.).

Se prevé que el PNT20 opere a través de un modelo operativo que transcurra por las siguientes cinco fases:

- Fase 1 – Identificación de los desafíos a los que hace frente cada entidad gubernamental para hacer realidad la Visión y establecer las metas interinas para 2020.
- Fase 2 – Desarrollar las iniciativas para alcanzar los objetivos estratégicos.
- Fase 3 – Desarrollar planes de implementación detallados de las iniciativas.
- Fase 4 – Promover la transparencia en la difusión de metas y resultados.
- Fase 5 – Auditoría, mejoramiento, inicio de nuevas iniciativas y adición de entidades.

La ejecución del PNT20 corresponde a las entidades gubernamentales. Son responsables directos 16 ministerios y otras ocho entidades centrales.

Más adelante, al nivel de los objetivos estratégicos para la Visión 2030 y de las metas interinas del PNT20, predomina un vocabulario que intenta disfrazar la insuficiencia de los trabajos de definición de objetivos y cuantificación de instrumentos. Entre más se avanza al detalle quedan más de relieve las insuficiencias y limitaciones del ejercicio. Unos cuantos ejemplos:

Uno de los objetivos estratégicos encomendado al Ministerio de Hacienda es conseguir el incremento de los ingresos no petroleros. Se señala que el punto de partida es un monto de ingresos no petroleros de SAR 163,500 millones (alrededor de US\$ 43,600 millones), alcanzado en 2015, y se establece la meta de elevarlo a SAR 530,000 millones (US\$ 141,200 millones) en 2020, sin precisar qué componentes de este ingreso serán los que habrán de aumentar.

Por otra parte, previendo sin duda la creciente insuficiencia de la recaudación derivada del petróleo, se prevé un importante incremento del endeudamiento público. Como proporción del PIB, la deuda pública pasaría de 7.7 a 30.0 puntos del PIB entre 2015 y 2020. Es curioso que el objetivo estratégico que se persigue se enuncie como el de alcanzar la sustentabilidad de la deuda pública.

Para el objetivo estratégico de diversificar el origen sectorial del PIB se establece la línea base, correspondiente a 2015, de un PIB no petrolero total de SAR 1.422 billones (equivalente a US\$ 380,000 millones), que representa al 58% del PIB total del reino. Sin embargo, se declara que aún se encuentran bajo estudio las metas interinas, para 2020, en cuanto al nivel que en ese año podrá alcanzar la actividad no petrolera y su relación respecto de la total. Igualmente está en estudio la aportación que la actividad privada podrá efectuar al PIB en 2020, habida cuenta que dicha aportación equivale en la actualidad a aproximadamente el 40.5% del producto.

Grandilocuente en los planteamientos generales y, parco e insuficiente en los detalles, no resulta clara la contribución real del PNT20 a la ambiciosa y muy discutida Visión 2030: la nueva estrategia saudita.

En un análisis de conjunto del PNT20, al que califica de “proyecto favorito de Mohammed bin Salman, el poderoso segundo príncipe heredero”, Simeon Kerr, desde Dubai, identifica los siguientes “cinco grandes temas” (Kerr, 10 de junio de 2016):

- *Thatcherismo saudita* – El PNT20 prevé una enorme expansión del sector privado *vis-à-vis* el público o gubernamental. No detalla las actividades o entidades a privatizar ni la magnitud y alcance de las nuevas inversiones privadas que se espera fomentar. En el área social se espera, por ejemplo, que la participación privada en servicios de salud, ahora de 25%, se eleve a 35% en 2020. En el sector educativo destaca la prioridad concedida a la enseñanza del inglés y las matemáticas en todos los niveles de estudio, así como a elevar la matrícula de escuelas privadas y de las vocacionales. Se entiende que los sectores que serán privatizados en primer término incluyen el servicio postal; el ferroviario, hasta en un 50%, y hasta el 70% de los portuarios.
- *¡Compre saudita!* – Se anunció la intención de fomentar la producción y la venta de productos nacionales para “reducir la dependencia respecto de las importaciones y crear empleos”. Se espera elevar de un tercio a la mitad la parte de la demanda de bienes de uso final cubierta con producción local.
- *Turismo religioso* – Se incentivará un gran aumento de las peregrinaciones, duplicando los 17.5 millones de peregrinos anuales y, más generalmente, fomentar el turismo cultural: se espera que, para 2020, 80 millones de turistas provean 375 mil empleos.
- *Cultura e imagen* – Como otros países, el reino espera mejorar su imagen por medio de la cultura. Se construirá un Complejo Real de las Artes y zonas de libre accesibilidad a las TIC más modernas.

- *Posición de la mujer* – Más que atender al disminuido estatus de la mujer, sujeta a diversas tutelas, el PNT20 procura ampliar su participación en la fuerza de trabajo. Si bien el empleo público disminuirá en 20%, se prevé un alza en las mujeres empleadas. Dado que prevalece la prohibición de conducir, se facilitará su transporte a los sitios de trabajo. Quizá esto explique la inversión saudí en Uber (US\$ 3,500 millones).

Fuentes

- Adams, C. (14 de enero, 2016a). Delayed oil projects total nears \$400bn, *Financial Times*. Disponible en: <https://next.ft.com/content/50bbaec2-ba0e-11e5-bf7e-8a339b6f2164>
- Adams, C. (14 de enero, 2016b). Relentless fall in crude has oil companies over a barrel, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/int/cms/s/0/ed7cbf66-b9e7-8a339b6f2164.html>
- Aência Angola Press. (2016). *IMF to support Angola amid financial crisis*. Disponible en: http://www.angop.ao/angola/en_us/noticias/economia/2016/3/14/IMF-support-Angola-amid-financial-crisis,677b161b-d674-4a2a-bae5-334927ba3a8f.html
- Alayhya, M. (12 de mayo, 2016). Saudi Arabia kingdom in the cusp of transformation, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/f6c5885e-1834-11e6-b197-a4af20d5575e?mhq5j=e6>
- Arkhipov, I., *et al.* (2016). Putin Pushes for Oil Freeze Deal with OPEC, Exemption for Iran, *Bloomberg*. Disponible en: https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-02/putin-pushes-for-oil-freeze-deal-with-opec-exemption-for-iran?utm_content=business&utm_campaign=socialflow-organic&utm_source=twitter&utm_medium=social&cmpid%3D=socialflow-twitter-business
- Associated Press. (8 de junio, 2016). World Bank Downgrades its Forecast for Global Growth in 2016, *The New York Times*. Disponible en: www.nytimes.com/aponline/2016/06/08/us/politics/ap-us-world-bank-global-economy.html?_r=0
- Austen, I. (11 de mayo, 2012). Canada Fire Deals Staggering Blow to Oil Sands Industry and Economy, *The New York Times*. Disponible en: <http://www.nytimes.com/2016/05/12/business/energy-environment/canadas-oil-sands-industry-staggers-after-a-devastating-fire.html?emc=eta1>

- Apache. (2016). *Apache Corporation discovers significant new resources play in Southern Delaware basin*. Disponible en: <http://investor.apachecorp.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=988060>
- Black, I. (25 de abril, 2016). Saudi Arabia approves ambitious plan to move economy beyond oil, *The Guardian*. Disponible en: <https://www.theguardian.com/world/2016/apr/25/saudi-arabia-approves-ambitious-plan-to-move-economy-beyond-oil>
- Bordof, J. & Boersma, T. (s.f.). For Mexico, US could become the new Russia, *Bookings Institution*, Washington. Disponible también en <https://www.cnbc.com/2017/02/06/for-mexico-us-could-become-the-new-russia-commentary.html>
- BP Global. (2016). *BP second quarter 2016 Results*. Disponible en: <http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/second-quarter-2016-results.html>
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2016). *Capital investment in Canada's oil and gas industry down 62% in 2 years*. Disponible en: <http://www.capp.ca/media/news-releases/capital-investment-in-canada-oil-and-gas-industry-down-62-per-cent-in-2-years>
- CAELUS. (2016). *Caelus Confirms Large Oil Discovery on the North Slope of Alaska*. Disponible en: <http://caelusenergy.com/caelus-confirms-large-scale-discovery-on-the-north-slope-of-alaska/>
- Central Intelligence Agency. (s.f.). *The World Factbook*. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sa.html>
- Chevron. (s.f.). *Chevron Reports Second Quarter Loss of \$ 1.5 billion*. Disponible en: <https://www.chevron.com/-/media/chevron/stories/documents/2q-2016-earnings-press-release>

- CISION. (2017). *Royal Dutch Shell, plc. 2nd quarter and half year 2016 unaudited results*. Disponible en: <http://www.prnewswire.com/news-releases/royal-dutch-shell-plc-2nd-quarter-and-half-year-2017-unaudited-results-300495167.html>
- CNOOC. (2015). *CNOOC Limited Announces 2015 annual results*. Disponible en: http://www.cnooc.com.cn/art/2016/3/24/art_6261_2306671.html
- Dittrick, P. (12 de agosto, 2016). Market Watch: NYMEX, Brent prices rebound on Saudi comments, *Oil and Gas Journal*, Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2016/08/market-watch-nymex-brent-oil-prices-rebound-on-saudi-comments.html>
- Dittrick, P. (19 de agosto, 2016). Market Watch: Brent crude stays above \$50/bbl on production freeze talk”, *Oil and Gas Journal*. Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2016/08/market-watch-brent-crude-stays-above-50-bbl-on-production-freeze-talk.html>
- Dittrick, P. (14 de febrero, 2017). MARKET WATCH: NYMEX crude oil for March settles below \$53/bbl, *Oil and Gas Journal*. Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2017/02/market-watch-nymex-crude-oil-for-march-settles-below-53-bbl.html>
- Dizard, J. (11 de marzo, 2016). Oil pipeline contracts sink into an ‘unspeakable quagmire’, *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b230c11c-e798-11e5-a09b-1f8b0d268c39.html#axzz45YS81D3E>
- Donan, S. (6 de abril, 2017). Angola turns to IMF for bailout amidst oil Price fallout, *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/732e5b5a-fc24-11e5-a31a-7930bacb3f5f.html?ftcamp=email//nbe/beyondbricsNewYork/product#axzz45Aap>
- Doyle, S. (7 de abril, 2016). Canada oil and gas spending falls 62% since ‘14, *Financial Times*. Disponible en: www.ft.com/fast

- Économie mondiale. (28 de diciembre, 2015). En Arabie saudite, le prix de carburant augmente d'au moins 50%", *Le Monde*, París. Disponible en: http://www.lemonde.fr/economie-mondiale/article/2015/12/28/en-arabie-saoudite-le-prix-du-carburant-augmente-d-au-moins-50_4838839_1656941.html
- El Comercio. (8 de abril, 2016). Tímido pedido de Latinoamérica a Doha: estabilizar el mercado de crudo. *El Comercio*. Disponible en: <http://www.elcomercio.com/actualidad/latinoamerica-pide-doha-estabilizar-petroleo.html>
- ExxonMobil. (2016). *ExxonMobil Earns \$1.7 Billion in Second Quarter of 2016*. Disponible en: <http://exxonmobil.newshq.businesswire.com/press-release/exxonmobil-earns-17-billion-second-quarter-2016>
- Ghafar, A. (2016). Saudi Arabia McKinsey's reshuffle, *Brookings*. Disponible en: <http://www.brookings.edu/blogs/markaz/posts/2016/05/11-saudi-arabia-cabinet-reshuffle-abdelghafar>
- Golubkova, K. & Nasralla, S. (2016). *Russia, Qatar, OPEC discuss possible action to shore up oil market*. Disponible en: <http://in.reuters.com/article/opec-russia/russia-qatar-opec-discuss-possible-action-to-shore-up-oil-market-idINKCN12O27L>
- Hellenic Shipping News. (6 de julio, 2016). Lukoil published IFRS consolidated financial statements for 1Q 2016, *Hellenic Shipping News*. Disponible en: <http://www.hellenicshippingnews.com/lukoil-published-ifrs-consolidated-financial-statements-for-1q-2016/>
- Hornby, L. (25 de marzo, 2016) China's oil majors slash costs", *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/6f0ca064-f246-11e5-aff5-19b4e253664a.html#axzz45YS81D3E>
- Hornby, L. (24 de agosto, 2016). China's oil majors scale back output as priorities shift, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/0e1141be-6dc2-11e6-9ac1-1055824ca907>

- Hubbard, B. (25 de abril, 2016). Saudi Prince Shares Plan to Cut Oil Dependency and Energize the Economy, *The New York Times*. Disponible en: <https://www.nytimes.com/2016/04/26/world/middleeast/saudi-prince-shares-plan-to-cut-oil-dependency-and-energize-the-economy.html>
- Hume, N., *et al.* (2 de marzo, 2016). Crude continues to rally on prospects of oil freeze, *Financial Times*. Disponible en: http://www.ft.com/intl/cms/s/0/01b94020-e09f-11e5-9217-6ae3733a2cd1.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt
- Hume, N., *et al.* (8 de septiembre, 2016). Donald Trump's oil man urges Russia and OPEC to cut output, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/1fc5cab2-74f5-11e6-b60a-de4532d5ea35?segmentId=7c8f09b9-9b61-4fbb-9430-9208a9e233c8>
- Hume, N. (7 de septiembre, 2016). Iran targets pre-sanction output before considering freeze, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/d00b1240-72ca-3c3d-a22e-3138d4986eaf>
- IEA. (2016). *Oil Monthly Report*. Disponible en: <https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>
- International Monetary Fund. (2015). *Angola. 2015 article in consultation—press release; staff report; and statement by the executive director for angola*. Disponible en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2015/cr15301.pdf>
- International Monetary Fund. (2016). *Press Release: Statement by IMF Deputy Managing Director Min Zhu on Angola*. Disponible en: <http://www.imf.org/en/News/Articles/2015/09/14/01/49/pr16155>

- Johnson, K. (14 de marzo, 2016). Alaska's Schools Face Cuts at Every Level Over Oil Collapse, *The New York Times*. Disponible en: <http://www.nytimes.com/2016/03/15/us/oil-collapse-drains-alaskas-wide-ranging-education-system.html?emc=eta1>
- Johnson, K. (25 de diciembre, 2016). As Oil Money Melts, Alaska Mulls First Income Tax in 35 Years, *The New York Times*. Disponible en: http://www.nytimes.com/2015/12/26/us/as-oil-money-melts-alaska-mulls-first-income-tax-in-35-years.html?_r=1
- Jornal de Angola. (7 de abril, 2016). Angola sem um, *Jornal de Angola*. Disponible en: http://jornaldeangola.sapo.ao/politica/angola_sem_um
- Kerr, S. (10 de junio, 2016). Five goals of Saudi Arabia's ambitious transformation plans, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/cbb86ed2-2e38-11e6-a18d-a96ab29e3c95?mhq5j=e6>
- Krauss, C. (10 de marzo, 2017). Oil Price Drop Triggers a 'Herd Mentality' of Selling, *The New York Times*. Disponible en: <http://www.nytimes.com>
- Kroocks, E. (8 de diciembre, 2015). Kinder Morgan slashes dividend by 75%, *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/8a5499ac-9df6-11e5-8ce1-f6219b685d74.html#axzz45YS81D3E>
- Los Angeles Times. (16 de marzo, 2017). What got cut in Trump's Budget proposal, *Los Angeles Times*. Disponible en: <http://www.latimes.com>
- Mayer, G., *et al.* (23 de febrero, 2016). Saudi Arabia declares oil output cut 'is not going to happen', *Financial Times*. Disponible en: http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f8896d4e-da3c-11e5-98fd06d75973fe09.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt

- Mayer, G. (3 de marzo, 2016). Oil crash takes heavy toll on midstream energy companies, *Financial Times*. Disponible en: http://www.ft.com/intl/cms/s/0/011a3f16-e0c7-11e5-8d9b-e88a2a889797.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz45YS81D3E
- McManmon, R. & Nülle, G. (12 de enero, 2016). State severance tax revenues decline as fossil fuel prices drops, *EIA Today in energy*. Disponible en: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24512&src=email>
- Milne, R. (26 de agosto, 2016). Statoil makes flagship Project profitable at \$25 a barrel, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/ca7bb39a-6dd9-11e6-a0c9-1365ce54b926>
- Mosbacher, R. Jr. (14 de marzo, 2016). Saudi Arabia's destructive oil freeze, *Foreign Policy*. Disponible en: http://foreignpolicy.com/2016/03/14/saudi-arabia-oil-opec/?utm_source=Sailthru&utm_medium=email&utm_campaign=New%20Campaign&utm_term=Flashpoints
- Navarrete, Jorge. (2016). *Aspectos del derrumbe. El mercado petrolero mundial en 2015*. Disponible en: http://pued.unam.mx/publicaciones/27/Aspectos_derrumbe.pdf
- OGJ. (26 de julio, 2016). BP posts first-half net loss of \$2.73 billion, *Oil & Gas Journal*. Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2016/07/bp-posts-first-half-net-loss-of-2-73-billion.html>
- OPEC. (2016a). *OPEC President: Despite the Current Decline, Oil Market in the Path to Rebalancing*. Disponible en: www.opec.org/opec_web/en/press_room/3565.htm
- OPEC. (2016b). *OPEC Secretary-General meets with Algeria, Qatar Energy Ministers*, comunicado de prensa. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3636.htm

- OPEC. (2016c). *OPEC, non-OPEP countries hold 'constructive' talks in Istanbul*. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3758.htm
- OPEC. (2017). *Monthly Oil Market Report – Febrero 2017*. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20February%202017.pdf
- Pearson, S. (12 de enero, 2016). Petrobras cuts 5-year investment budget 25%, *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/int/cms/s/0/b2fafcca-b930-11e5-a7cc-280dfe875e28.html>
- PetroChina Company Limited. (2016a). *PetroChina achieved steady development in 2015*. Disponible en: <http://www.petrochina.com.cn/ptr/xwxx/201603/28fb0db7c31742d4aa2810f524b9dd70.shtml>
- PetroChina Company Limited. (2016b). *PetroChina records profit in first half of 2016*. Disponible en: <http://www.petrochina.com.cn/ptr/xwxx/201608/9b071c58fcc24a56bb22590b78b9b8e6.shtml>
- Petrobras. (2016a). *Fato Relevante: Ajuste No Plano de Negócios e Gestão 2015-2019*. Disponible en: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-ajustes-no-plano-de-negocios-e-gestao-2015-2019-0>
- Petrobras. (2016b). *Lucramos R\$ 370 milhoes no segundo trimestre do ano*. Disponible en: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/lucramos-r-370-milhoes-no-segundo-trimestre-do-ano.htm>
- Philipi, I. (7 de junio, 2016). Cheap oil will weigh on global economy, says World Bank, *The Guardian*. Disponible en: www.theguardian.com/business/2016/jun/07/cheap-oil-will-weigh-on-global-economy-says-world-bank

- Prime Minister of Canada. (2016). *Leaders' Statement on North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership*. Disponible en: <http://pm.gc.ca/eng/news/2016/06/29/leaders-statement-north-american-climate-clean-energy-and-environment-partnership>
- Raval, A. (10 de febrero, 2016). OPEC beats oil output expectations, says watchdog, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/b9cb32de-ef7d-11e6-ba01-119a44939bb6?mhq5j=e6>
- Raval, A. (13 de febrero, 2017). Oil production cuts working quicker than expected, signals OPEC, *Financial Times*, 13 de febrero de 2017. www.ft.com
- Raval, A. (9 de junio, 2016). Oil market conversation shifts to timing of great rebalancing, *Financial Times*, Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/187tb454-2e25-116e-a18d-a96ab29e3c95.html>
- Raval, A. (9 de diciembre, 2016). What's at stake when Opec meets non-Opec producers, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/03971da4-be02-11e6-8b45-b8b81dd5d080?mhq5j=e6>
- Royal Embassy of Saudi Arabia. (7 de mayo, 2016). Royal Court statement on government restructuring, *Royal Embassy of Saudi Arabia*. Disponible en: <https://www.saudiembassy.net/news/royal-court-statement-government-restructuring>
- SENER. (8 de abril, 2016). *Boletín de prensa 043*, México. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/prensa/asiste-mexico-a-reunion-de-ministros-de-energia-en-quito-en-calidad-de-observador>
- Sheppard, D. (30 de agosto, 2016). Iraq gives backing to OPEC output freeze, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/2698d966-6ed2-11e6-a0c9-1365ce54b926>

- Sheppard, D. (7 de diciembre, 2016). Oil futures curve raises doubts over OPEC rally, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/bb618cca-bd5e-11e6-8b45-b8b81dd5d080?mhq5j=e6>
- Sheppard, D & Badkar, M. (25 de abril, 2017). Oil rises as US crude stocks retreat for third week, *Financial Times*, 25 de abril de 2017 (www.ft.com).
- Sheppard, D. & Farchy, J. (6 de septiembre, 2016). Saudi Arabia, Russia stop short of oil supply pact, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/ac8bad0a-7364-11e6-bf48-b372cdb1043a>
- Shwan, D. (7 de junio, 2016). Emerging market catch-up set back ‘decades’, *Financial Times*. Disponible en: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/5d253a2c-2c99-11e6-bf8d-26294ad519fc.html#axzz4B04CiZGk>
- Snow, N. (16 de marzo de 2017). Fiscal 2018 budget blueprint reflects Trump’s energy priorities, *Oil & Gas Journal*. Disponible en: <http://www.ogj.com/articles/2017/03/fiscal-2018-budget-blueprint-reflects-trump-s-energy-priorities.html>
- Statoil. (2016). *Increasing the value of Johan Sverdrup*. Disponible en: <https://www.statoil.com/en/news/increasing-value-johan-sverdrup.html>
- Tass Russian News Agency. (10 de octubre, 2016). Russia ready to join decision to limit crude production – Putin, *TASS Russian News Agency*, Moscú. Disponible en: <http://tass.com/economy/905358>
- The Economist. (17 de diciembre, 2016). The Economist commodity-price index, *The Economist*. Disponible en: <https://www.economist.com/news/economic-and-financial-indicators/21711871-economist-commodity-price-index>

- The Economist. (30 de abril, 2016). Saudi Arabia post-oil future, *The Economist*. Disponible en: <https://www.economist.com/news/middle-east-and-africa/21697673-bold-promises-bold-young-prince-they-will-be-hard-keep-saudi-arabias>
- The New York Times. (28 de abril, 2016). A Promising New Path for Saudi Arabia”, *The New York Times*. Disponible en: <https://www.nytimes.com/2016/04/28/opinion/a-promising-new-path-for-saudi-arabia.html>
- Thomas, N. (24 de agosto, 2016). PetroChina and CNOOC report sharp drops on profitability, *Financial Times*. Disponible en: <https://www.ft.com/content/76578860-2b95-332a-b99f-48930c85cb13>
- Total. (2016). *Second quarter and first half 2016 results*. Disponible en: <http://www.total.com/en/media/news/press-releases/second-quarter-and-first-half-2016-results>
- Vision Kingdom of Saudi Arabia. (s.f.). *National Transformation Program 2020*. Disponible en: http://vision2030.gov.sa/sites/default/files/NTP_En.pdf
- Visser, S. (18 de noviembre, 2016). Mammoth Texas oil discovery biggest ever in the USA, *CNN*. Disponible en: <http://edition.cnn.com/2016/11/17/us/midland-texas-mammoth-oil-discovery/index.html>
- White House. (s.f.). *An America First Energy Plan*. Disponible en: <https://www.whitehouse.gov/america-first-energy>
- Wood Mackenzie. (2016a). Pre-FID 2016: US\$380bn of capex deferred, *Analysis, Wood Mackenzie*. Disponible en: <https://www.woodmac.com/analysis/PreFID-2016-USD380bn-capex-deferred>
- Wood Mackenzie. (2016b). *Global upstream investment slashed by US\$1 trillion*. Disponible en: <http://www.mining.com/web/global-upstream-investment-slashed-by-us1-trillion-since-the-oil-price-drop/>

World Bank Group. (2016). *Global Economic Prospects: Divergences and Risks*. Disponible en: <http://pubdocs.worldbank.org/pubdocs/publicdoc/2016/5/842861463605615468/Global-Economic-Prospects-June-2016-Divergences-and-risks.pdf>

Tramas del Mercado petrolero mundial en 2016. Precios - OPEP - Trump - Damnificados - Estrategia Saudita, editado por el Programa Universitario de Estudios del Desarrollo de la UNAM, publicado en medio electrónico internet, formato pdf el 06 de noviembre de 2017, tamaño del archivo 2.5 Mb. El diseño de portada y la formación estuvo a cargo de Nayatzin Garrido Franco. La edición estuvo al cuidado de Vanessa Jannett Granados Casas

El Grupo de Energía del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo (PUED) estudia las interacciones entre el sector de la energía y su proceso de transición, con los avatares y tendencias del desarrollo de la economía y la sociedad mexicanas. Con la transformación global del sector de la energía, en especial en materia de hidrocarburos, y el sesgo exportador de la explotación del petróleo en México, acentuado por la reforma energética, el comportamiento del mercado mundial resulta crucial para las opciones ante el país. El Grupo de Energía dedica atención constante al examen de esos comportamientos.

Tramas del mercado petrolero mundial. Precios – OPEP – Trump – Damnificados – Estrategia saudita tiene su origen en una docena de textos mensuales que, a lo largo de ese año, siguieron la accidentada evolución de la industria petrolera internacional. En esta entrega se analizan cinco conjuntos de sucesos: Primero, las razones por las que el desplome de los precios no trajo consigo una reactivación generalizada. Segundo, el intento de la OPEP de reasumir su rol de cartel de los mayores exportadores de crudo y la reacción de otros actores, en especial los extractores estadounidenses de crudo *shale*. Tercera, la inquietante expectativa para la transición energética y el cambio climático derivada del ascenso de Trump. Cuarta, la reseña de las afectaciones sufridas por algunos países exportadores y corporaciones petroleras. Y quinta, la transformación de la ‘estrategia saudita’ en una fórmula de desarrollo y diversificación nacionales del país petrolero por excelencia. Se espera que el texto contribuya en alguna medida a entender uno de los lapsos de mayor tensión, dificultad e incertidumbre para el mundo petrolero.

El autor, economista y diplomático mexicano, fue distinguido como embajador eminente en 1988. Desde su retorno a la UNAM en 2003, ha estado adscrito al Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades y, desde 2014, al PUED.

