

SOLUCIONES CREATIVAS, NECESARIAS

Fracking en México, ¿realidad sustentable?

Luego de ocho años, el Estado mexicano se perfila para explotar sus recursos no convencionales, pero especialistas coinciden en que este tipo de proyectos requieren varios años de inversión sostenida antes de alcanzar escala comercial, pues primeramente será necesaria la exploración, pilotos, aprendizaje operativo y, posteriormente, expansión

Karol García Zubía
karol.garcia@eleconomista.mx

El gobierno proyecta que al 2030 casi 20% del gas natural de Petróleos Mexicanos (Pemex) provendrá de los llamados yacimientos de geología compleja, o sea, de campos shale o de lutitas, extraído con fractura hidráulica. Esto genera oposición, en medio de la fuerte necesidad de que se reduzca el 75% de importación de gas estadounidense “que viene de *fracking*”, como ha dicho la presidenta Claudia Sheinbaum. Aunque ya se formó un comité académico para incorporar las mejores prácticas globales y se analizan partidas presupuestarias para estos fines, expertos creen que aún queda demasiado por resolver, así que tomará por lo menos tres años en arrancar esta actividad, que por cierto la estatal petrolera no podrá realizar sin socios.

Desde que Andrés Manuel López Obrador llegó a la presidencia vetó de facto al *fracking*, así que organizaciones civiles, como la Alianza Mexicana contra el Fracking condenan los más re-

cientes planes presidenciales que le abrieron la puerta a una práctica prohibida en al menos 12 países que “afecta agua, salud, alimentación, comunidades, trabajadores, ecosistemas, formas de vida y viola obligaciones internacionales y constitucionales irrenunciables del Estado mexicano de respetar, proteger y garantizar los derechos humanos, y también de prevenir sus violaciones”, exponen.

Para resolver inquietudes acerca de los daños y beneficios del *fracking*, se ha creado un comité científico integrado hasta ahora por 13 académicos y cuatro autoridades administrativas de instituciones como la UNAM, el IPN, la UAM, el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, el Instituto Mexicano del Petróleo y la Universidad Autónoma de Nuevo León. Este grupo delibera para presentar en junio un informe de cómo se hará la mayor defensa social y ambiental, pero ya recibe acusaciones de que fue creado para respaldar la decisión ya tomada de explotar yacimientos de lutitas en el país.

Según Francisco Barnés de Castro, experto del Observatorio Ciudadano de Energía y ex subsecretario de Energía y comisionado de la Comisión Reguladora de Energía, hay todavía muchas interrogantes por resolver antes de que empiece a explotarse el gas no convencional en México, que básicamente no puede quedar en manos de Pemex, que carece de capital, conocimiento y libertad de gestión para una actividad tan dinámica.

“Un esquema como el que se está utilizando en generación de electricidad, de contratos mixtos donde el Estado tiene una mayor participación en las actividades (54%, en caso de la CFE) podría funcionar, en que se tenga a un socio pasivo: el gobierno, que aporta los campos, el apalancamiento financiero, que absorbe los riesgos geológicos, que comercializa el hidrocarburo, negocia social y políticamente y garantiza las ganancias a largo plazo, y una empresa privada que conoce el negocio del fracking y aporta la operación completa del campo”, dijo el rector de la UNAM.

Para ello, el gobierno ya debería integrar un inventario de posibles socios de la estatal petrolera, que de preferencia serían empresas medianas situadas en el sur de Estados Unidos que ya cuenten con infraestructura. Se les podría invitar a participar en concursos en que el gobierno plantea cuáles son los recursos a explotarse y quien presente la mejor propuesta en todos los términos se asocia con una filial de Pemex creada específicamente para ser un socio a su vez supervisor de estas actividades.

Y como punto central, dijo Barnés de Castro, el Estado tiene que garantizar la protección de los trabajadores y las ganancias de los yacimientos, porque están en zonas donde ya ha operado el crimen organizado. Buena parte de las ganancias del *fracking* en Eagle Ford, en Estados Unidos, se obtienen no del gas sino de los líquidos condensados asociados, pero en México, según la experiencia de Burgos, hay mafias que llegan con pipas para trasladar estos productos a la



frontera, refinarlos en Estados Unidos e incluso ingresarlos como huachicol fiscal y todo ello porque se ubican en una zona donde hay alta presencia de cárteles, situación que se extiende hacia regiones donde hay no convencionales, que son: Tamaulipas, norte de Veracruz, Coahuila y Chihuahua, es decir, la continuación de los yacimientos estadounidenses de shale.

El especialista en energía de la Egade Business School, Carlos Flores, comentó a su vez que la experiencia internacional, particularmente en Estados Unidos, muestra que el éxito en no convencionales depende de escala, eficiencia operativa y participación privada. Las compañías que han logrado hacerlo rentable operan con esquemas intensivos en capital, tecnología y datos: perforación horizontal estandarizada, múltiples pozos por plataforma (*pad drilling*), optimización continua y cadenas de suministro altamente eficientes. Además, existe un ecosistema robusto de proveedores especializados que reduce costos y tiempos.

“Para que Pemex pudiera acercarse a esos niveles de competitividad, necesitaría no sólo inversión significativa, sino también cambios en su modelo operativo, apertura a asociaciones con empresas que ya dominan estas técnicas y un entorno regulatorio que permita flexibilidad contractual. Sin estos elementos, es difícil que el gas no convencional en México compita en costo contra el gas importado de Estados Unidos”, aseguró.

Además, coincidió en que el desarrollo de no convencionales no es inmediato. Incluso en los mercados más maduros, los proyectos requieren varios años de inversión sostenida antes de alcanzar escala comercial. En el caso de México, partiendo prácticamente desde cero en términos de desarrollo masivo de shale, los primeros resultados favorables tomarían tiempo: exploración, pilotos, aprendizaje operativo y posteriormente expansión. En un escenario realista, esto

implica horizontes de largo plazo, visibles hasta el próximo sexenio. Más aún si no se resuelven previamente los retos estructurales de ejecución, financiamiento y marco regulatorio.



75
POR CIENTO
DEL GAS QUE SE UTILIZA
EN MÉXICO PROVIENE
DE EU.



19.7
POR CIENTO
DE LA PRODUCCIÓN
DE PEMEX EN 2030
PROVENDRÍA DEL GAS
SHALE, SEGÚN LOS
PLANES DEL GOBIERNO.



12
PAÍSES
HAN PROHIBIDO EL
FRACKING POR SUS
DAÑOS AMBIENTALES Y
SOCIALES.



Para resolver inquietudes

acerca de los daños y beneficios del fracking, se ha creado un comité científico integrado hasta ahora por 13 académicos y cuatro autoridades administrativas. Este grupo delibera para presentar en junio un informe de cómo se hará la mayor defensa social y ambiental.



De acuerdo con especialistas,

el gobierno ya debería integrar un inventario de posibles socios de Pemex. Se les podría invitar a participar en concursos en que el gobierno plantea cuáles son los recursos a explotarse y quien presente la mejor propuesta se asocia con una filial de Pemex creada específicamente para ser un socio a su vez supervisor de estas actividades.



Dinámicas distintas

En su Plan Estratégico 2025-2035, Pemex proyecta iniciar la producción de hidrocarburos no convencionales en el 2028 y pronostica que en el 2035, más de una tercera parte de la producción de gas nacional será de ese tipo; a nivel nacional, 44% de las reservas no convencionales corresponden a gas (seco y húmedo), que son especialmente abundantes en las provincias petroleras Sabias Burro-Picachos y Burgos.



Un esquema como el que se está utilizando en generación de electricidad, de contratos mixtos donde el Estado tiene una mayor participación en las actividades (54%, en caso de la CFE) podría funcionar, en que se tenga a un socio pasivo: el gobierno, que aporta los campos, el apalancamiento financiero, que absorbe los riesgos geológicos, que comercializa el hidrocarburo, negocia social y políticamente y garantiza las ganancias a largo plazo, y una empresa privada que conoce el negocio del fracking y aporta la operación completa del campo”.

Francisco Barnés de Castro,

EXPERTO DEL OBSERVATORIO CIUDADANO DE ENERGÍA.



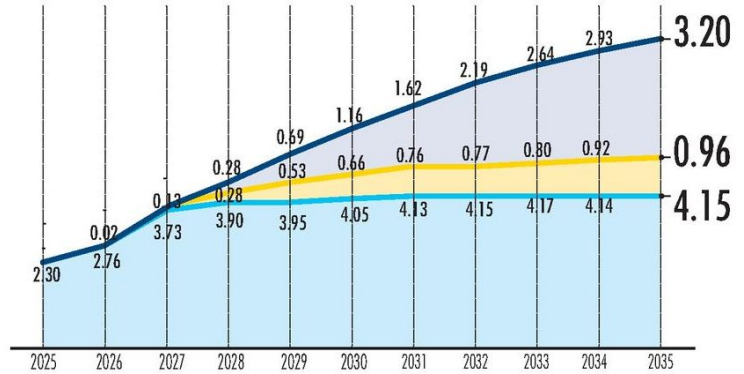
Para que Pemex pudiera acercarse a esos niveles de competitividad, necesitaría no sólo inversión significativa, sino también cambios en su modelo operativo, apertura a asociaciones con empresas que ya dominan estas técnicas y un entorno regulatorio que permita flexibilidad contractual. Sin estos elementos, es difícil que el gas no convencional en México compita en costo contra el gas importado de Estados Unidos”.

Carlos Flores,

ESPECIALISTA EN ENERGÍA DE LA EGADE BUSINESS SCHOOL.

MÉXICO: PROSPECTIVO DE PRODUCCIÓN DE GAS SECO AL 2035, SEGÚN TIPO DE PRODUCCIÓN
MILES DE MMPCD |

— PRODUCCIÓN BASE DE PEMEX
— CONVENCIONAL ADICIONAL
— YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES



Provincias petroleras y tipo de hidrocarburo

PROVINCIA	ACEITE	GAS HÚMEDO	GAS SECO	TOTAL
TAMPICO-MISANTLA	34.8	4.1	-	38.9
SABINAS BURRO-PICACHOS	0.6	1.3	12.1	14.0
BURGOS	-	1.9	8.9	10.8
VERACRUZ	0.6	-	-	0.6
TOTAL	36.0	7.3	21.0	64.2



FUENTE: SENER.





Para analistas del sector,
el desarrollo de recursos no
convencionales no es inmediato.
Incluso en los mercados más maduros,
los proyectos requieren varios años de
inversión sostenida antes de alcanzar
escala comercial. FOTO: ESPECIAL

