

M Ó D U L O

FRACKING

¿SALIDA A LA CRISIS ECONÓMICA EN BOLIVIA?



HE
N
K
R
E
S
M
G
M
L

RN
KB
KI
E
M
H
L
K
M
S
O

e

PROYECTO
EDITORIAL



Desde 2017 editamos libros especializados en temas sociales de Bolivia, América Latina y el mundo, aportando una comprensión crítica que genere alternativas.

Últimos títulos publicados:

Derechos indígenas y ambientales ante el extractivismo en Bolivia

Oscar Campanini, Pablo Villegas N. (2019)

Calibán y la bruja. Mujeres, cuerpo y acumulación originaria

Silvia Federici (Primera edición boliviana 2019)

Derechos y violencias en los extractivismos. Extrahecciones en Bolivia y Latinoamérica

O. Campanini, M. Gandarillas, E. Gudynas (2019)

Pueblos amazónicos en aislamiento voluntario bajo la amenaza de muerte por actividades extractivas

Georgina Jiménez (2020)

El negocio de mercurio en Bolivia. Estudio sobre la comercialización para la minería aurífera en Bolivia

Oscar Campanini G. (2020)

Frontera hidrocarburífera. Expansión y violaciones de los derechos en Sudamérica (edición digital)

Milson Betancourt - Oilwatch (2021)

Los movimientos sociales en América Latina. Cartografiando el mosaico (edición digital)

Ronaldo Munk (2021)

Tras El Dorado. Crónica de la explotación del oro en la Amazonía

Jimena Mercado (2021)

El efecto dominó. Guerra en Ucrania y extractivismos en América Latina (edición digital)

J. Bordera, D. Gatti, E. Gudynas, P. Villegas (2022)

lalibrelibreriasocial.com

FRACKING

¿salida a la crisis económica en Bolivia?

MÓDULO FRACKING

Memoria del curso *Crisis, energía e impactos ambientales. Fracking y litio: ¿salidas a la crisis económica en Bolivia?*

Julio Fierro Morales
Pablo Villegas Nava
Jorge Campanini T.
Fernando Cabrera Christiansen
Roberto Ochandio

FRACKING

¿salida a la crisis económica en Bolivia?

MÓDULO FRACKING

Memoria del curso *Crisis, energía e impactos ambientales. Fracking y litio: ¿salidas a la crisis económica en Bolivia?*

Fracking, ¿salida a la crisis económica en Bolivia?

Esta publicación corresponde al módulo fracking del curso *Crisis, energía e impactos ambientales. Fracking y litio: ¿salidas a la crisis económica en Bolivia?*

Autores de este módulo:

Julio Fierro M.
Pablo Villegas N.
Jorge Campanini T.
Fernando Cabrera C.
Roberto Ochandio

Compilador:

Oscar Campanini

Editorial:

LALIBRE Proyecto Editorial
Humboldt 1135, casi esq. Calancha
Tel. 591(4) 450 4199
Contacto: lalibre.libreriasocial@gmail.com
Cochabamba, Bolivia

Corrección de estilo:

Patricia Quiñones G.

Portada y edición gráfica:

Efraín Ramos

Copyright © 2022

Julio de 2022

ISBN: 000-0000-0000-0-0

Depósito Legal No. 0-0-0000-2022

La presente edición es posible gracias al apoyo de:

Brot
für die Welt



El contenido de la publicación es responsabilidad exclusiva de los autores y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de las mencionadas entidades.

Contenido

Presentación	7
El fracking y sus efectos: un intento de simplificar la complejidad <i>Julio Fierro M.</i>	9
Bolivia: la triple crisis del gas y el riesgo de convertirse en importador <i>Pablo Villegas N.</i>	25
La situación del fracking en Bolivia <i>Jorge Campanini T.</i>	35
La economía política del fracking en Argentina <i>Fernando Cabrera Christiansen</i>	49
Energía global, fractura hidráulica y transición energética <i>Roberto Ochandio</i>	61
<i>Sobre los autores</i>	83

Presentación

La última década ha estado marcada por la constante fluctuación en torno a la política energética regional, además hemos presenciado importantes fenómenos comerciales de hidrocarburos, vinculados a la presencia de nuevos actores operativos y tecnologías, a la reorientación de las rutas de abastecimiento y a los efectos generados por la pandemia.

Esta reconfiguración en torno a las políticas, actores y contextos es razón de análisis y está cotidianamente presente en la agenda de nuestros países. Uno de estos cambios está ligado al avance de la implementación del fracking en el continente, el cual se ha constituido en uno de los principales temas de preocupación de la sociedad civil, sobre todo en zonas donde piensa establecerse esta forma de extracción y por los impactos que está dejando en estados como Argentina.

El Centro de Documentación en Información de Bolivia (CEDIB) ha considerado la necesidad urgente de generar espacios para cualificar el debate sobre los hidrocarburos no convencionales y el fracking, y con ello apoyar los procesos de exigencia de respeto de los derechos.

El curso *Crisis, energía e impactos ambientales. Fracking y litio: ¿salidas a la crisis económica en Bolivia?* tuvo la proyección de abordar el tema energético a partir de estos escenarios de múltiples crisis, pero con la idea de incursionar

y fortalecer, especialmente, la mirada a partir de lo técnico y científico. Esta premisa fue la base para estructurar un taller que, por sus características, fue bastante ambicioso en intentar entender la problemática regional a partir de caracterizar las dinámicas y particularidades en torno al litio y, en este caso, al fracking. Se contó con un panel de profesionales de primer orden, cuya experiencia y coherencia es intachable, a los cuales agradecemos profundamente. Extendemos este agradecimiento, además, a todas las personas que nos acompañaron jornada a jornada y participaron del curso como un proceso de aprendizaje y reflexión urgente.

CEDIB

El fracking y sus efectos: un intento de simplificar la complejidad

Julio Fierro

Introducción

El cuestionado método de extracción de hidrocarburos denominado *fracking* tiene un componente técnico bastante complejo. Las implicaciones geológicas y de ingeniería que conllevan a la aplicación de esta técnica son, de la misma forma, componentes que deben conocerse a profundidad para entender a cabalidad los riesgos e incertidumbres alrededor de los proyectos que están en vía de consolidarse y de los prospectos a desarrollarse en la región.

Generalidades del petróleo y el fracking

El petróleo y en general los hidrocarburos corresponden a materia orgánica depositada en fondos marinos hace cerca de 50 y 500 millones de años; esta fue transformada por la presión y la temperatura relacionada con el enterramiento de sedimentos a más de 3 km de profundidad. Al mismo tiempo, las gravas, arenas y arcillas enterradas se convirtieron en rocas.

Por la dinámica que existe en la corteza terrestre, las rocas que se formaron en ese enterramiento, y que están incluso a casi 10 km por debajo del nivel del mar, pueden ser levantadas por las fuerzas tectónicas y formar cordilleras tan altas como el Himalaya. Las rocas en las que se generan los hidrocarburos, que son arcillosas, suelen liberarlos de manera difícil y lenta para que luego se acumulen en otro tipo de rocas arenosas, que tienen espacios entre los granos y se denominan almacenadoras. En estas, los poros son muy pequeños y su interconexión es baja, por lo cual los fluidos que hay entre ellos no se mueven o lo hacen a velocidades muy bajas —incluso en tiempos geológicos—.

No obstante, las fuerzas tectónicas generan también fracturas. Estos rasgos tienen diferentes características en cada tipo de piedra: las rocas de arena bien cementadas se parten fácilmente, pero las arcillosas son mucho más dúctiles, lo que hace que la rotura sea menos probable. Por esa razón, los patrones de fracturas pueden cambiar de un metro a otro, por lo que decir que es posible conocer de antemano el comportamiento de los fluidos en las fracturas no es cierto (Davis y Reynolds, 1984; McGinnis et al., 2015; Lei y Gao, 2019). Esta incertidumbre —asociada a lo que se conoce como comportamiento no lineal caótico (Faybishenko, 2003)— es importante de tener en cuenta, pues influenciará en la probabilidad de fallas en la práctica del fracking.

El sector petrolero explota tradicionalmente las rocas almacenadoras, que también son conocidas como yacimientos convencionales, pues desde hace menos de 20 años se ha dado a la tarea de extraer, con un gran costo energético, los hidrocarburos aprisionados en las rocas generadoras. Para ello, una tecnología que se emplearon durante décadas con el fin de perforar de manera horizontal e inyectar agua a presión con partículas que actúan como microcuñas para crear fracturas artificiales.

Las rocas que se denominan yacimientos no convencionales, en los que opera el fracking, incluyen rocas arcillosas negras, formadas a partir de sedimentos depositados en fondos marinos en ausencia de oxígeno. Ahí se precipitan también sulfuros como la pirita, mineral que volverá a ser mencionado, pues forma parte de las problemáticas de la explotación mediante la fractura

hidráulica (Mahmoud et al., 2015). También contienen areniscas y calizas “apretadas”, como las que se pretenden explotar en el Chaco (Cornelius, 2019a y 2019b).

La perforación para el fracking se inicia de forma similar a la que se emplea en yacimientos convencionales, es decir, vertical. Cuando se llega a la capa de roca generadora, se redirecciona para que vaya en medio de dicha capa. Una vez allí, la perforación se entuba, cementa e introduce un aparato para “cañonear” la tubería y la roca, así que, cuando se inyecta el agua a presión, las primeras fracturas creadas por las detonaciones son agrandadas por el efecto del agua —estimulación hidráulica—. A su vez, es necesario asegurar que las fracturas hidráulicas no se cierren, para lo cual junto al agua se introducen arenas —naturales o artificiales—. Por tanto, se obliga a los hidrocarburos a migrar hacia la tubería y ya allí son extraídos.

Contaminación del agua

El agua inyectada a presión debe ser retirada para que fluya el hidrocarburo hacia la tubería. Cuando el agua es devuelta a la superficie (fluido de retorno), contiene una gran cantidad de químicos que le fueron adicionados, pero también recibe químicos que se encuentran dentro de la roca generadora de hidrocarburos (EPA, 2011). En zonas secas la necesidad de agua para la inyección puede ser desequilibrante en términos sociales, pues en Estados Unidos típicamente se necesitan entre 20 y 50 millones de litros (ML) por pozo.

La receta de químicos que se agrega al agua para generar la fractura hidráulica incluye hasta napalm. Si bien son cientos de productos químicos, sobresalen los aceites, alcoholes, ácidos, bactericidas, píldoras viscosas y de limpieza, mejoradores reológicos, controladores de filtrado, lubricantes, sulfato de aluminio, cal hidratada, hipoclorito de calcio, polímeros, antiespumantes, etcétera. Todos estos productos tienen potencial de toxicidad que puede afectar el medioambiente y la salud humana, y regulaciones en cuanto a su tratamiento y manejo de estados como Pensilvania, en Estados Unidos, no son suficientes para remover los contaminantes del ambiente (Harkness et al., 2015).

Se calcula que por cada pozo de explotación convencional se generan unos 160.000 L de desechos de prueba (Reyes y Ajavil citados por Bravo en Moñino y Sala, 2008), este cálculo fue hecho en la década pasada en pozos de explotación en la cuenca del Putumayo ecuatoriano.

En cuanto a la naturaleza de los químicos asociados al petróleo y al gas en las rocas generadoras y que son liberados a la superficie por estas actividades, están además de la sal, que recuerda su origen marino, elementos radioactivos (EPA, 2003) y metales pesados, como el níquel, zinc, cromo, cadmio y mercurio (EPA, 2011). Mención especial merece el arsénico, que es el metaloide natural responsable de innumerables casos de contaminación de agua para consumo humano por sus características físicas y químicas que le permiten dispersarse en el ambiente en diferentes condiciones de acidez o alcalinidad (Bundschuh et al., 2020). También se reportó la contaminación del agua relacionada con la liberación incontrolada de metano en campos de explotación mediante fracking en Estados Unidos (Osborn et al., 2011).

En algunos lugares del mundo, las aguas saladas profundas fueron empujadas y desplazadas por aguas dulces, así que es posible tener rocas que contienen agua subterránea —denominada acuífero— potencialmente aprovechable para consumo humano, generalmente los acuíferos están muy por encima de los reservorios de hidrocarburos, más cercanos a la superficie. Todas las capas acuíferas que son atravesadas por las perforaciones petroleras están en riesgo de ser contaminadas.

El agua que es inyectada para hacer el fracturamiento hidráulico de las rocas generadoras se devuelve a la superficie junto al agua antigua contenida en estas, a veces dulce y a veces muy salada, y químicos inyectados que están guardados en las profundidades de la corteza, pero que son liberados por la actividad petrolera. Se conforma así una especie de vómito químico denominado fluido de retorno (Hashem y Kumar, 2019).

Estas aguas fueron vertidas en los campos petroleros a través de tratamientos de efectividad usualmente nulas y también fueron devueltas al subsuelo mediante una técnica de inyección a presión que se denomina reinyección. Como es evidente, las aguas industriales de la exploración y explotación petrolera, sea de yacimientos convencionales o sea de fracking, tienen un al-

tísimo potencial contaminador tanto de cuerpos de agua superficial como de acuíferos. Si el control de las autoridades ambientales y petroleras para evitar la contaminación del agua es generalmente tan deficiente —se reportó la contaminación de aguas y de aire a lo largo y ancho del mundo—, es posible imaginar lo que pasará cuando el agua sea inyectada a donde nadie la vea y ninguna veeduría ciudadana pueda detectar los incumplimientos. Las aguas subterráneas son lo que quedará para la humanidad cuando terminemos de contaminar las aguas superficiales.

La complejidad de las fracturas naturales y artificiales

En la actualidad vuelve a ser importante retomar el hecho de que las rocas contienen fracturas naturales que interactuarán con las fracturas artificiales generadas por el agua a presión. Ya se mencionó que las fracturas naturales se dan en patrones de alta complejidad (Zeeb et al., 2013) en cuanto a su densidad y su geometría: dependen del tipo de roca, de la profundidad a la que fueron formadas, el modo en que las rocas fueron levantadas y, cerca de la superficie, de la manera en que el agua modeló los paisajes (Davis y Reynolds, 1984; McGinnis et al., 2015).

Esta complejidad se une con la complejidad de las fracturas artificiales y del comportamiento de los fluidos dentro de ellas, el cual es gobernado por las características de las rocas que fueron fracturadas y las de los fluidos de inyección (Vincent, 2009; Wang et al., 2019; Lei y Gao, 2019).

Por ello, predecir con exactitud qué longitud tendrá cada fractura creada artificialmente y si interactuará con fracturas naturales es imposible. Esto conlleva el riesgo de que la fractura artificial inducida por la inyección de agua se salga de la capa de interés o que se conecte con una fractura natural dentro de dicha capa (GAO, 2012; Chuprakov et al., 2013; Gale et al., 2018). Las consecuencias son indeseables: la eventual contaminación de aguas subterráneas y la pérdida del fluido —petróleo— que se quiere recuperar.

Según algunos datos, el sector petrolero pretendió generar fracturas dentro de capas de 30 m, pero estas se extendieron hasta 600 m (Ingraffea, 2013). Si eso ocurre, la probabilidad de que las fracturas artificiales se crucen con

las naturales de gran longitud aumenta y, por tanto, se genera la amenaza de contaminación de los acuíferos, con la posibilidad de que afecte a la superficie. Hay entramados de fracturas que permiten la subida de hidrocarburos desde miles de metros hasta la superficie y evidencia de ello es la existencia de rezumaderos naturales de aceites y breas.

Las fracturas artificiales pueden crecer con el tiempo e intersectar aguas potables de acuíferos. Este efecto del tiempo en las reconfiguraciones de las fracturas en el subsuelo que genera el fracking es desconocido. En general, los investigadores coinciden en que en estudios de pocos años no es posible ser concluyente sobre los efectos de esta técnica en la contaminación del agua, pues el impacto en las aguas subterráneas no es inmediato (GAO, 2012; DiGiulio y Jackson, 2014; Kondash et al., 2017). Lo cual está relacionado con las tasas de movimiento de los fluidos en el subsuelo, que pueden ser del orden de un metro por año.

La respuesta a todo: la integridad de pozos

La exploración y explotación petrolera tienen otra fuente de contaminación de aguas subterráneas, aguas superficiales y aire: el pozo. Un pozo es una excavación subterránea que es revestida con tubería metálica. A veces, particularmente en la parte más cercana a la superficie, se hace una perforación de mayor diámetro a la del pozo, de manera que se puedan poner dos o tres tuberías supuestamente concéntricas, y en el espacio entre cada tubería se inyecta cemento. Esta combinación de tubos y cemento se denomina integridad de pozos y es la solución tecnológica a cualquier escape de contaminantes o al subsuelo o a la superficie.

Las soluciones tecnológicas relacionadas con la integridad de pozos en Latinoamérica fueron transferidas directamente de Estados Unidos, donde las aguas dulces se encuentran a menos de 400 m de profundidad. No obstante, las características de las aguas subterráneas son particulares a cada región. Por ejemplo, en Colombia, las aguas dulces en la cuenca petrolera Llanos Orientales, en el sector de Arauca, están a una profundidad de más de 2.200 m. Si solo se piensa en hacer las prácticas de integridad usando el criterio estadounidense, se contaminarían las aguas dulces.

Pero, además, esta solución no es infalible y para el fracking el porcentaje de falla es cercano al 10% —el cual se espera aumente con el tiempo, pues la calidad de los tubos y cementos disminuye a medida que pasan los años— (Brufatto et al., 2003; Ingraffea et al., 2014). Incluso, se reportó que el 5% de los pozos tiene fallas de inmediato. En algunos países el porcentaje de defectos en la integridad alcanza el 75%, de manera que confiar todo a esta solución tecnológica es inaceptable.

La causa de las fallas está relacionada con los defectos constructivos y también con el hecho de que las rocas generadoras de hidrocarburos, las que son objetivos del fracking, tienen altas cantidades de un mineral de azufre —la pirita—. Este, cuando se mezcla con el oxígeno del aire, que se introduce obviamente en los pozos petroleros, produce ácido sulfúrico, que comienza a corroer tanto el metal de las tuberías como el cemento (Kasnick y Engen, 1989).

Si de cada 10 pozos uno tiene una alta probabilidad de fallar con menos de 10 años, es posible que se generen desastres ambientales por contaminación de aguas superficiales, de acuíferos y de aire. Estudios en zonas de fracturación hidráulica en Estados Unidos comprueban la afectación a los seres vivos en cuerpos de agua superficial, así como la contaminación de pozos para consumo humano, en estos la red de fracturas de las rocas permite la migración de químicos y de diésel desde los pozos de fracking (DiGiulio y Jackson, 2016).

Aspectos generales de la contaminación del aire

Los problemas de integridad de los pozos provocan el escape de metano al aire, el cual es uno de los principales factores del cambio climático en el planeta, además del metano. Estudios independientes, en pozos de fracking en Vaca Muerta, Argentina, detectaron otros gases invisibles que son altamente tóxicos y potencialmente mortales, conocidos como compuestos orgánicos volátiles (COV), entre los que se encuentran el benceno, butano, etilbenceno, propano, octano, tolueno y xileno. Eventos extremos de escapes de gas en esta zona generaron explosiones violentas y subsecuentes incendios.

La exploración y explotación petrolera, sea convencional o sea con fracking, incluye la perforación de pozos en plataformas, en las que se tienen taladros y generadores de energía que trabajan con diésel; tractocamiones que acarrean agua, y tanques para acumulación de diésel, diésel + gas, gas o cualquier otro combustible para las eventuales pruebas de producción e instalaciones eléctricas. Por tanto, se introduce al territorio una gran cantidad de insumos con potencial de contaminar el aire, además que la población debe relacionarse con una gran cantidad de camiones, tractocamiones, grúas y un largo etcétera de maquinaria ajena a su cotidianidad y que genera ruido las 24 horas, y está expuesta también al riesgo de accidentes y a la emisión de sólidos al aire por tránsito sobre carretables no pavimentados, entre otros.

Mención especial merecen las teas, que son chimeneas en las que se queman los gases provenientes de la perforación y de las pruebas de producción. Se considera que son fuentes de contaminación del aire y en muchos lugares del mundo se las relaciona con problemáticas de salud pública. Esto incluso es reconocido por el propio sector petrolero.

La quema y venteo de gas emiten distintas clases de gases de efecto invernadero. En el caso del venteo, el gas principal de emisión es el metano y lo emite mediante fugas no intencionales en los equipos, procesos de evaluación de pozos o venteos con fines de seguridad para alivio de presión. (Yañez y Gualdrón, 2014)

Además del metano se produce una variedad de contaminantes entre los que se encuentran compuestos cancerígenos, como el benzopireno, benceno, sulfuro de carbono (CS₂) y tolueno; metales pesados, como el mercurio y cromo, y metaloides, como el arsénico (Ismail y Umukoro, 2012).

Según diversos investigadores e instituciones (CDPHE, 2012; Macey et al., 2014; Aregbe, 2017), la exposición de las personas a los gases contaminantes emitidos por el venteo y la quema de gas pueden generar efectos negativos neurológicos, reproductivos y de desarrollo —alteraciones hormonales—. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) (2005) estableció que la exposición al benceno causa, además de asma y bronquitis, leucemia y problemas en la sangre.

La sismicidad artificial o antrópica: inducción o desencadenamiento de terremotos

Otro efecto muy grave en relación con la actividad petrolera, incluyendo el fracking, es la inducción de sismos artificiales. El sector petrolero suele rehuir el debate sobre la sismicidad artificial, o inducida, y plantea que los sismos ligados directamente con la inyección de agua a presión para fracturar rocas son imperceptibles. No obstante, hay dos peros: uno es que los sismos sí pueden causar aprensión, nerviosismo y daños menores en infraestructuras, y, dos, la reinyección de agua sí genera sismos de magnitud considerable que pueden provocar desastres.

El fracturamiento hidráulico causa sismos perceptibles por los seres humanos, por ejemplo, en Canadá algunos llegaron a magnitudes de 4,0 en la escala de Richter (Bao y Eaton, 2016) y en Holanda provocaron daños menores en viviendas (Vlek, 2019). Un informe consolidado de sismicidad inducida relacionada con la hidrofracturación reporta sismos de baja magnitud, pero también incluye el de magnitud 5,7 en Sichuan, China (Schultz et al., 2020). Es pertinente concluir que, luego de que pasen décadas, no hay certeza de lo que pueda ocurrir en el contexto de la acumulación de los cambios que se inducen en los esfuerzos tectónicos en el subsuelo.

En cuanto a la reinyección de agua, en Oklahoma, en la última década, se reportaron tres sismos de magnitudes mayores a 5,0, los cuales tienen la potencialidad de ser desastrosos. En ese estado, sismos e inyección de aguas residuales industriales petroleras se relacionan de manera inequívoca con un aumento de hasta el 20% en la sismicidad por disposición del agua en profundidades de 2 a 5 km. Sin embargo, su influencia abarca hasta 35 km medidos en superficie con sismos que llegan hasta 5,6 de magnitud.

Esta liberación de energía repentina sucede en niveles poco profundos del subsuelo —menos de 10 km—, lo cual constituye una combinación amenazante para las comunidades cercanas a los pozos en los que se reinyecta el agua. En Estados Unidos, los sismos asociados espacial y temporalmente con actividades del sector petrolero, de forma particular en pozos de reinyección de aguas, aumentaron de 1 a 7 por año en la década de 1970 hasta 75 a 190

por año entre 2011 y 2013, y a más de 650 terremotos en 2014 (Davies et al., 2013; Keranen et al., 2014; Weingarten et al., 2015; USGS, 2016; Goebel y Brodsky, 2018; Yeck et al., 2019).

En Colombia se reportó un caso de sismicidad inducida por reinyección de aguas en explotación petrolera convencional, el del campo Rubiales-Pirirí, en el que desde 2013 se generó un nido sísmico artificial con miles de eventos, siete de los cuales tuvieron magnitudes mayores a 4,0 (TERRAE, 2014; Reyes, 2015; Aponte, 2019).

Si bien la sismicidad artificial está ligada a actividades humanas, entra en interacción con la sismicidad natural, campo del conocimiento en el que hay gran incertidumbre científica. En general en Latinoamérica los estudios respecto a las fallas geológicas, que son los componentes geológicos que se relacionan con la sismicidad natural, son bastante deficientes. No existe un mapeo de los defectos medianos o pequeños y ni siquiera hay caracterizaciones completas de las fallas importantes a nivel nacional.

Si no se cuenta con un diagnóstico sobre la sismicidad de base, no debería permitirse adelantar actividades que, como la explotación petrolera, las grandes represas o la megaminería a cielo abierto las generan o potencian. Es al menos irresponsable plantear, luego de toda la evidencia científica, que el hecho de que no haya sismicidad inducida en algún campo, por ejemplo, en Texas, signifique que los riesgos e impactos del fracking son “controlables”. Algunos “expertos” del sector petrolero califican de esa manera demasiado optimista la amenaza de la sismicidad artificial.

La consecuencia final: contaminación del agua y aire

Tanto entidades públicas como investigaciones académicas o independientes a lo largo y ancho del mundo comprobaron que la migración de gases y químicos, desde el subsuelo hasta la superficie, pone en riesgo de contaminación las aguas subterráneas y superficiales, que puede ocurrir como resultado de las fallas en la cementación y las tuberías de los pozos. También existen pruebas suficientes de que se produjo la intersección entre las fracturas inducidas con las naturales —incluye las fallas geológicas—, lo que generó largos viajes de los contaminantes por fuera del pozo.

Es importante mencionar datos sobre la contaminación del agua y aire en la explotación convencional de hidrocarburos, que supuestamente es menos tóxica y más conocida en cuanto a los efectos ocasionados por el sector petrolero. No obstante, un ejercicio en la cuenca petrolera del Putumayo colombiano (Fierro-Morales, 2015) demuestra la contaminación de aguas en *chiquias* —‘humedales’—, quebradas y ríos, causada tanto por vertimientos de la compañía petrolera como por el terrorismo de grupos armados ilegales; la contaminación del aire; el conflicto sociocultural, y una fuerte tensión por tener una actividad licenciada, a pesar de que era una zona de guerra.

También los datos fisicoquímicos de las aguas residuales industriales generadas por la operación incumplen no solo los parámetros establecidos por la normativa colombiana, sino presentan concentraciones elevadas, incluso después de haber sido tratadas. Esto es una muestra de que los sistemas de tratamiento son ineficientes.

Asimismo, el riesgo de las poblaciones es inminente, puesto que se abastecen de fuentes superficiales y aljibes, los cuales presentan concentraciones que superan los límites normativos y aceptables en términos de salud pública. Igualmente, se identificaron especies químicas, como fenoles, hidrocarburos, arsénico, cadmio, plomo y bario.

En cuanto al agua para consumo humano, los fenoles sobrepasaron la norma entre 100 y 200 veces, y el plomo y el cadmio hasta 10 veces. Los ríos y lagunas tampoco escapan de la contaminación ambiental relacionada con el proyecto petrolero, se detectó concentraciones elevadas con el mismo orden de magnitud de los aljibes de fenoles, cloruros, cadmio, plomo, grasas y aceites.

Al respecto, la Organización Mundial de la Salud (OMS) establece que, para un periodo de exposición diario, el nivel recomendable es de $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$, sin embargo, 24 de 245 muestras superaron este valor. La importancia de basarse en los niveles sugeridos recae en las pruebas relativas al material particulado que esta organización hizo, las cuales consideran efectos adversos en la salud de la población, principalmente en los sistemas respiratorio y cardiovascular.

Habiéndose encontrado concentraciones que superan dos y tres veces las recomendaciones dadas por la OMS —concentraciones reportadas por el

Centro de Información de Medicamentos (CIMA) en las Estaciones de Piñuña 6, Vereda Buenos Aires y Vereda Carmelita con un valor máximo diario de 161,04, 144,09 y 142,61 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, respectivamente—, es preciso mencionar que la Sentencia de la Corte Constitucional T-154 de 2013 ordenó al Ministerio de Ambiente atender y hacer cumplir los estándares internacionales recomendados por la OMS para niveles de exposición a material particulado respirable que pueda ocasionar efectos adversos en la salud de la población.

En resumen, en el Putumayo colombiano algunos proyectos incumplen los estándares de calidad del aire para partículas finas (PM10). Los valores sobrepasaron hasta tres veces las recomendaciones de la OMS para periodos de exposición diarios.

Para concluir, existe un consenso de que la contaminación de las aguas por el fracking es aún peor que la vinculada a la explotación petrolera convencional y tiene mayor relación con los disruptores endocrinos, que son compuestos que afectan la actividad hormonal de los humanos y los animales.

Es un mito que haya un control previo perfecto del fracturamiento artificial y lo es también que las prácticas de integridad de pozos reporten cero de riesgo de contaminación. Los datos del sector petrolero lo comprueban. Si el riesgo incluye la contaminación de las aguas subterráneas y superficiales y del aire, es inconcebible que se permita esta práctica.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

- Aponte, D. (2019). Presentación sobre sismicidad inducida. *Panel “El fracking en Colombia”*. Cátedra para egresados Universidad Nacional de Colombia.
- Aregbe, A. (2017, febrero). Natural Gas Flaring-Alternative Solutions. *Scientific Research Publishing*, 5, p. 145.
- Bao, X. & Eaton, D. W. (2016). *Fault activation by hydraulic fracturing in western Canada*.
- Brufatto C., Cochran, J., Conn, L., Power, D., El-Zeghaty, S., Fraboulet, B., Griffin, T., James, S., Munk, T., Justus, F., Levine, J., Montgomery, C., Murphy, D., Pfeiffer, J., Pornpoch, T. & Rishmani, L. (2003). *From mud to cement—Building gas wells*.
- Bundschuh, J., Armienta, M., Morales-Simfors, N., Alam, M., López, D., Delgado Quezada, D., Dietrich, S., Schneider, J., Tapia, J., Ondra, S., Castillo, E., Parra, M., Altamirano Espinoza, M., Guimarães, L. Sosa, N., Niazi, N., Tomaszewska, B., Lizama, K., Bieger, K., Alonso, D., Brandão, P., Bhattacharya, P., Litter, M. & Ahmad, A. (2020). *Arsenic in Latin America: New findings on source, mobilization and mobility in human environments in 20 countries based on decadal research 2010–2020*.
- Colorado Department of Public Health and Environment (CDPHE). (2012). *Air Emissions Case Study Related to Oil and Gas Development in Erie. Denver, CO*.
- Cornelius, C. (2019a). *Exploration and Development Strategies for Sub-Andean Tight Rock Reservoirs of the Siluro-Devonian, Chaco Plain, Bolivia*. [PowerPoint slides]. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2019/42324cornelius/ndx_cornelius.pdf.html
- Cornelius, C. (2019b). *Potencial de recursos en el sur de la llanura del Chaco. El “Chaco-Stack”: Play de Tight Gas rico en líquidos*. [PowerPoint slides]. https://www.forogas.bo/index.php/el-foro/presentaciones/item/download/106_9ecf6bdbc460b1b86304394292afa313
- Davis, G. & Reynolds, S. (1984). *Structural Geology of rocks and regions*.
- Davies, R., Foulger, G., Bindley, A. & Styles, P. (2013). *Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons*.
- DiGiulio, D. C. & Jackson, R. B. (2016). *Impact to Underground Sources of Drinking Water and Domestic Wells from Production Well Stimulation and Completion Practices in the Pavillion, Wyoming, Field*.

- Emerald Energy PLC-C&MA. (2017). *Estudio de impacto ambiental para el área de interés exploratorio Nogal*.
- EPA. (2003). *Potential for Radiation Contamination Associated with Mineral and Resource Extraction Industries*.
- EPA. (2011). *Characterization of Marcellus and Barnett Shale Flowback Waters and Technology Development for Water Reuse*. Tom Hayes, GTI. Hydraulic Fracturing Technical Workshop #4.
- Faybishenko, B. (2003). *Nonlinear dynamics in flow through unsaturated fractured porous media: Status and perspectives*.
- Fierro-Morales, J. (2015a). *Informe sobre el proceso de licenciamiento ambiental del proyecto de explotación petrolera en el corredor Puerto Vega-Teteyé (Puerto Asís, Putumayo)*.
- Goebel, T. H. W. & Brodsky, E. E. (2018). *The spatial footprint of injection wells in a global compilation of induced earthquake sequences*.
- Hashem, M & Kumar, S. (2019). *Analyzing the feasibility of fracking in the U.S. using macro level life cycle cost analysis and assessment approaches — A foundational study*. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2019.08.001>
- Harkness, J. S., Dwyer, G. S., Warner, N. R., Parker, K. M., Mitch, W. A. & Vengosh, A. (2015, enero 14). Iodide, Bromide, and Ammonium in Hydraulic Fracturing and Oil and Gas Wastewaters: Environmental Implications. *Environmental Science & Technology*, 49(3). DOI:10.1021/es504654n
- Ingraffea, A. R., Wells, M. T., Santoro, R. L. & Shonkoff, S. B. C. (2014). *Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012*.
- Ingraffea, A. (2013). *Presentación sobre Mitos de fracking*. Basada en estudio de Fisher (2010).
- Ismail, S. & Umukoro, E. (2012). Global impact of gas flaring. *Energy and power engineering*, 4(4), p. 291.
- Keranen, K. M., Weingarten, M., Abers, G. A. & Bekins, B. A. (2014). *Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection*.
- Kasnick, M. A. & Engen, R. J. (1989). *Iron Sulfide Scaling and Associated Corrosion in Saudi Arabian Khuff Gas Wells*.

- Kondash, A. J., Albright, E. & Vengosh, A. (2017). *Quantity of Flowback and Produced Waters from Unconventional Oil and Gas Exploration*.
- Lei, Q. & Gao, K. (2019). *A numerical study of stress variability in heterogeneous fractured rocks*.
- Macey, G., Breech, R., Chernaik, M., Cox, C., Larson, D, Thomas, D. & Carpenter, D. (2014). Air concentrations of volatile compounds near oil and gas production: a community-based exploratory study. *Environmental Health*, 13. DOI:10.1186/1476-069X-13-82.
- Mahmoud, M., Kamal, M., Bageri, B. & Hussein, I. (2015, del 6 al 9 de diciembre). Removal of Pyrite and Different Types of Iron Sulfide Scales in Oil and Gas Wells without H₂S Generation. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Catar.
- McGinnis, R. N., Ferrill, D. A., Smart, K. J., Morris, A. P., Higuera-Diaz, C. & Prawica, D. (2015). Pitfalls of using entrenched fracture relationships: Fractures in bedded carbonates of the Hidden Valley Fault Zone, Comal County, Texas. *AAPG Bulletin*, 99(12).
- Moñino, N. y Galdós, A. (2008). *Exposición a la contaminación por actividad petrolera y estado de salud de la Comuna Yamanunka (Sucumbíos, Ecuador)*.
- Osborn, S., Vengosh, A., Warnes, N. & R. Jackson. (2011). *Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*.
- Schultz, R., Skoumal, R. & Brudzinski, R. (2020). Hydraulic Fracturing-Induced Seismicity. *R Reviews of Geophysics*, 58(3).
- TERRAE. (2014). *Presentación sobre sismicidad inducida en el campo petrolero Rubiales Pirirí*.
- United States Geological Survey (USGS). (2016). *M5.8 North Central Oklahoma Earthquake of 3 September 2016*. Disponible en: <https://earthquake.usgs.gov/product/poster/20160903/us/1476475864730/poster.pdf>
- Vincent, M. (2009). Insight Consulting, Examining Our Assumptions-Have Oversimplifications Jeopardized Our Ability To Design Optimal Fracture Treatments? *Society of Petroleum Geologist*.
- Vlek, C. (2019). *Rise and reduction of induced earthquakes in the Groningen gas field, 1991-2018: statistical trends, social impacts, and policy change*.

- Weingarten, M., Ge, S., Godt, J. W., Bekins, B. A. & Rubinstein, J. L. (2015). *High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity*.
- Yeck, W. L., Weingarten, M., Benz, H. M., McNamara, D. E., Bergman, E. A., Herrmann, R. B., Rubinstein, J. L. & Earle, P. S. (2019). *Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquakes by reactivating a large preexisting basement fault structure*.
- Yañez, E. E. y Gualdrón, M. A. (2014). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción*. Piedecuesta, Santander: Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo. p. 11.
- Zeeb, C., Gomez-Rivas, E., Bons, P. & Blum, P. (2013). Evaluation of sampling methods for fracture network characterization using outcrops. *AAPG Bulletin*, 97(9).

Bolivia: la triple crisis del gas y el riesgo de convertirse en importador

Pablo Villegas N.

Introducción

La situación regional implica una compleja relación en torno a la problemática energética. Es evidente que la coyuntura global enfrenta impactos respecto al desarrollo de proyectos hidrocarburíferos y la consolidación de los mercados de compraventa a perfilarse a mediano plazo. En este escenario, Bolivia no cuenta con las condiciones necesarias como para enfrentar una crisis múltiple, la cual derivaría en una crisis generalizada de la economía y podría desembocar en el cambio de condición de país vendedor de hidrocarburos a comprador de estos.

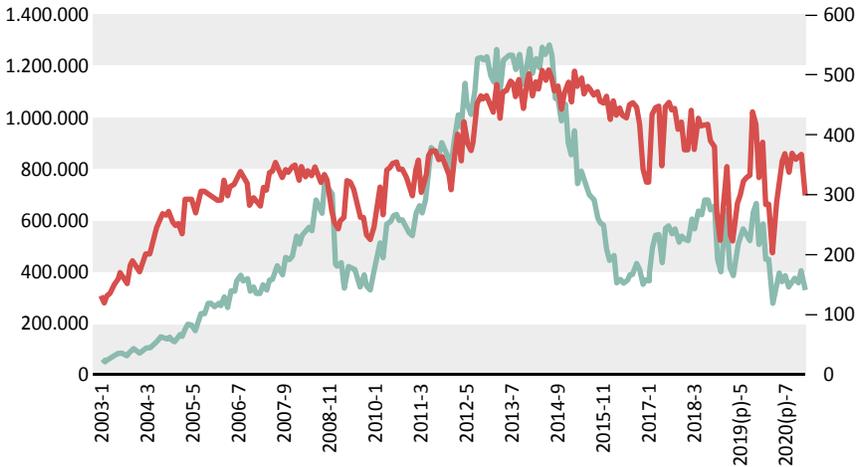
La caída de los precios

De 2003 a 2014, la exportación boliviana de gas creció en más de un 300%. Pero desde entonces a 2020 cayó 40% en volumen y 67% en valor. El descenso fue por una divergencia entre los precios y el volumen mucho mayor

que en el ascenso del ciclo, lo que quiere decir que se acabó mucho más rápido de lo que subió.

Figura 1 Valor y volumen de las exportaciones bolivianas de hidrocarburos.

Fuente: INE (2021)



La caída de las reservas

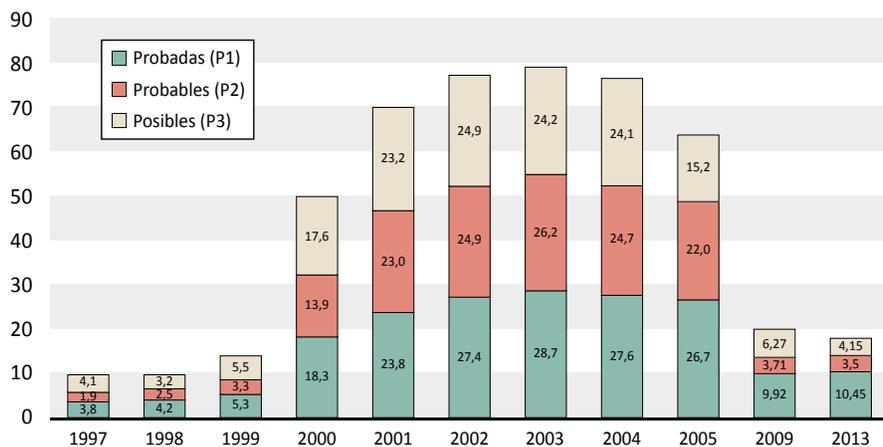
La caída del volumen se debió a las reservas. Desde 2004 no se produjo ningún descubrimiento. El de Incahuasi, que fue ese año y en el que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) apenas tiene el 10% de la operación¹, recién inauguró su producción en 2016, y esto en medio de conflictos regionales entre Chuquisaca y Santa Cruz, provocados por una grosera delimitación de fronteras hecha por el Gobierno central.

El manejo de las reservas de gas fue irresponsable. De 2005 a 2006, desaparecieron 13,88 TCF, el equivalente a más de 14 años de exportación y consumo interno. Ante esto, el Gobierno echó a la empresa certificadora sin dar ninguna explicación a la altura del hecho y hasta el día de hoy no existe

1 Incahuasi está operado por Total (50%), la rusa Gazprom (20%), la italo-argentina Tecpetrol (20%) y la boliviana YPFB Chaco (10%).

Figura 2 Reservas de gas en Bolivia.

Fuente: Con base en los informes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y del Ministerio de Hidrocarburos (2015)



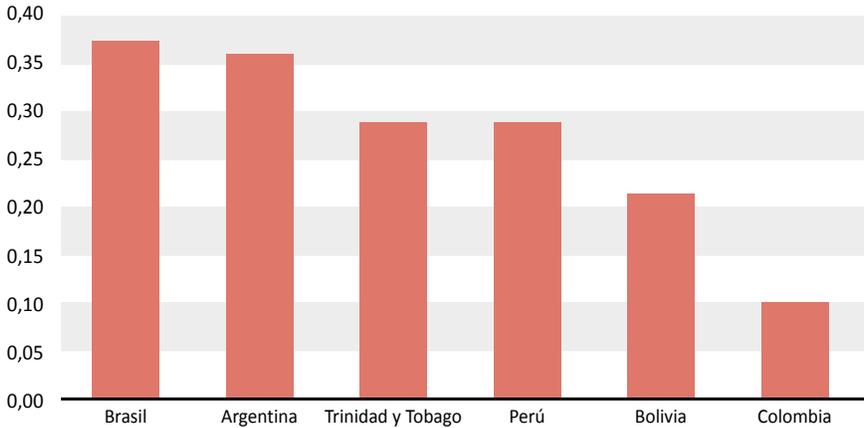
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2009	2013
Probadas (P1)	3,8	4,2	5,3	18,3	23,8	27,4	28,7	27,6	26,7	9,92	10,45
Probables (P2)	1,9	2,5	3,3	13,9	23,0	24,9	26,2	24,7	22,0	3,71	3,50
P1 + P2	5,7	6,6	8,6	32,2	46,8	52,3	54,9	52,3	48,7	13,63	13,95
Posibles (P3)	4,1	3,2	5,5	17,6	23,2	24,9	24,2	24,1	15,2	6,27	4,15

investigación oficial alguna. La opinión pública se contentó con pueriles declaraciones de prensa de los funcionarios de gobierno.

La última certificación realizada de acuerdo con la ley fue en 2013, lo que quiere decir que las cifras posteriores son estimaciones. El hecho no es un fenómeno aislado. Entre otros casos, no se conocen las reservas del litio, a pesar de destinar mil millones de dólares en inversión y 13 años de actividad. Por otra parte, en 2019 las reservas de Brasil y Argentina, que son el mercado del gas boliviano, se situaron en primer lugar en la región después de Venezuela y las de Bolivia ocuparon el penúltimo puesto.

Figura 3 Reservas probadas de gas natural (sin Venezuela), 2019, en trillones de metros cúbicos.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2020)



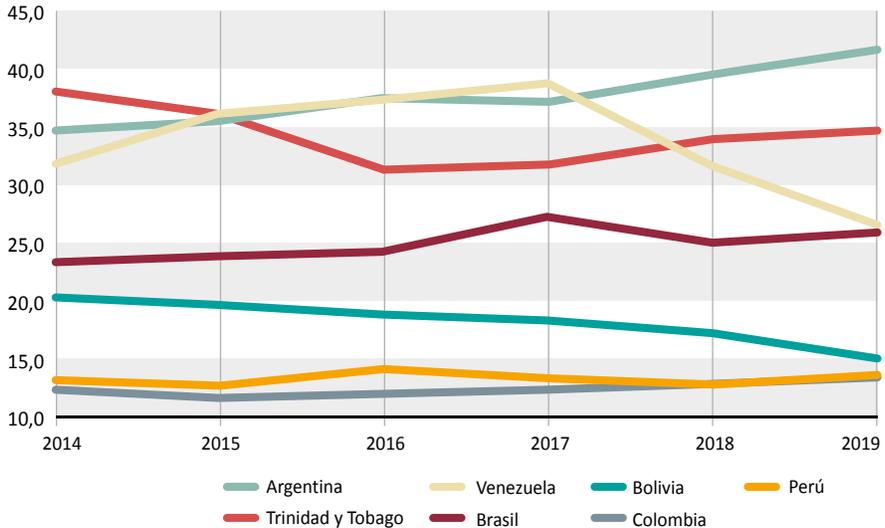
La caída de la producción

Las producciones de gas de Argentina desde 2014 y de Brasil desde mucho antes estaban en ascenso. Argentina se recuperó de 30,5 a 41,6 MMm³, un ascenso bastante relevante. Las producciones de Bolivia y Venezuela, como puede observarse en la Figura 4, reportan el descenso más drástico.

Si bien el incremento de la producción de Brasil y Argentina muestran una tendencia clara, su proyección no es automática, ya que depende de factores complejos como la corrección de las políticas nacionales y la situación internacional. Como ejemplo, Argentina, a fines de 2018, despidió triunfalmente a la compañía regacificadora para contratar a una exportadora, pero lo hizo en condiciones tales que solo obtendría rentabilidad si vendía el gas a más de USD 10 por millón de BTU, pero los precios nunca superaron los USD 3,20. La exportadora, además, no reunía las condiciones de escala mayor que requería el mercado y la producción argentina (Del Pozzi, 2020). Por otra parte, el rubro hidrocarbúfero ha sido golpeado por la COVID-19 y por la crisis económica internacional.

Figura 4 Producción de gas en miles de millones de metros cúbicos.

Fuente: BP (2020)



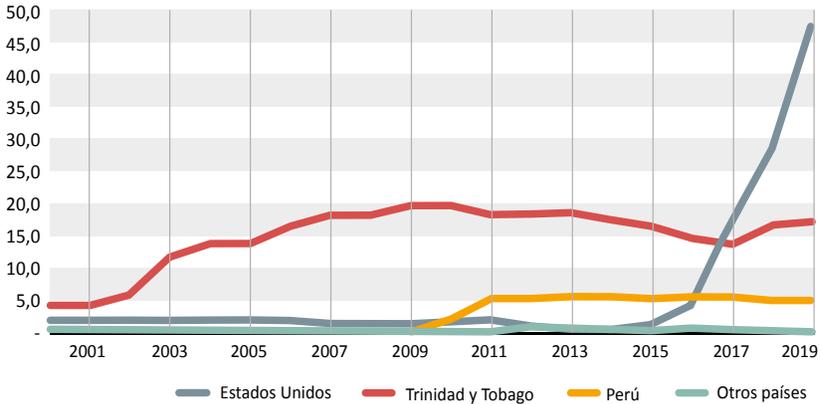
La caída de los mercados

Con todo, el curso seguido por Brasil y Argentina se diferencia radicalmente del boliviano en su producción y reservas en caída. Como consecuencia ambos países redujeron sus importaciones de gas boliviano. Brasil bajó de un mínimo comprometido de 24 MMm³ a 15 MMm³ y Argentina de 10 MMm³/día a 8 MMm³/día en verano y de 16-18 MMm³/día a 14 MMm³/día en invierno —quinta adenda—. Bolivia, además, ya pagó multas por incumplimiento en las ventas comprometidas.

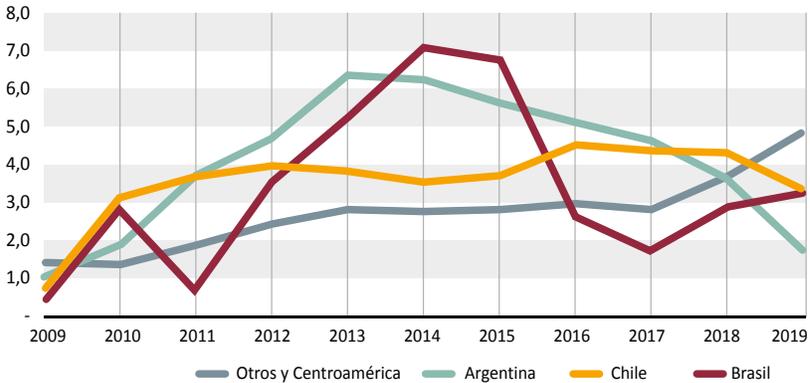
Un síntoma de la gravedad de la situación boliviana son las noticias acerca de la salida de Petrobras mediante la comercialización de sus campos de producción, sus unidades procesadoras de gas natural (UPGN) y el 11% de participación en Gas Transboliviano (GTB) del lado boliviano del gasoducto Bolivia-Brasil, como parte de su plan de desinversión, que naturalmente comprende la venta de activos no estratégicos. Esto quiere decir que Bolivia ya no es estratégica y que con toda la información de la que dispone

Figura 6 Exportación de hidrocarburos.

Fuente: BP (2020)

**Figura 7** Importación de hidrocarburos.

Fuente: BP (2020)

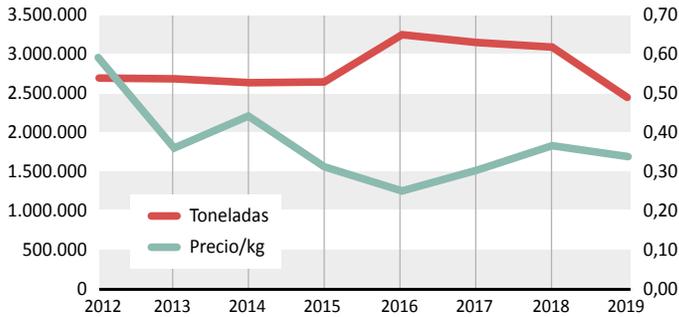


En cuanto a los precios, que en un principio eran elevados en el principal mercado de la región, Chile, estos bajaron desde 2012 de 0,59 a 0,33 kg, casi 50%, lo que aumentó su competitividad.

Si bien se gestó un cambio en la región que revierte su condición de importadora a exportadora, el GNL importado seguirá jugando un rol importante hasta que Brasil y Argentina se consoliden como exportadores. El tiempo que demoren hará que necesiten temporalmente el gas boliviano.

Figura 8 Chile: importación de gas natural licuado.

Fuente: Servicio Nacional de Aduanas de Chile (2020)



Conclusión

En conclusión, como se anunció desde hace varios años, la crisis que ahora enfrenta Bolivia era previsible. Probablemente no hay perspectivas de volver a la situación anterior ni siquiera encontrando otro “megayacimiento”, porque, en ese caso, tomaría varios años antes de que el gas llegue al mercado —inclusive de un yacimiento mediano—. Por tanto, no sería de beneficio para el actual gobierno, quizá tampoco para el siguiente, lo que deja en cuestión el futuro del país.

Entre los factores más preocupantes está la perspectiva de pasar de país exportador a importador. Aun sin haber llegado a eso, la baja actual de los ingresos por el gas, con policías y militares que cazan comerciantes en las ciudades para conseguir impuestos, es suficiente para intuir lo que implicaría conseguir recursos para pagar por el gas en vez de venderlo, recursos que no vendrían de ninguno de los proyectos productivos fracasados de los últimos 15 años. La población, por su parte, está preocupada no solo ante la falta de gas para sus hornillas, sino por su precio elevado y también el de la electricidad, porque en su mayor parte se genera con gas, lo cual tendría un efecto inmediato en el aumento de la pobreza.

La situación actual requiere de una política económica que la élite política —oficialista y de oposición— no parece estar en condiciones de enfrentar, ya que ni siquiera menciona la posibilidad de que Bolivia se convertirá en importadora.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy*. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Del Pozzi, M. (2020, octubre 25). *Por qué era inviable el proyecto de GNL de YPF-Río Negro*. <https://is.gd/51Ti3y>
- Global Energy Monitor. (2020). *Portal energético para América Latina*. <https://globalenergymonitor.org/projects/latin-america-resource-information-hub/>
- Instituto Nacional de Estadística. (2021). Estadísticas económicas: sector de hidrocarburos. <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/hidrocarburos-mineria/hidrocarburo-cuadros-estadisticos/>
- Ministerio de Hidrocarburos. (2015). *Informe de Rendición Pública de Cuentas-2015*.
- Servicio Nacional de Aduanas de Chile. (2020). *Importaciones por producto*. <https://www.aduana.cl/importaciones-por-producto/aduana/2020-03-27/114420.html>

La situación del fracking en Bolivia

Jorge Campanini T.

Introducción

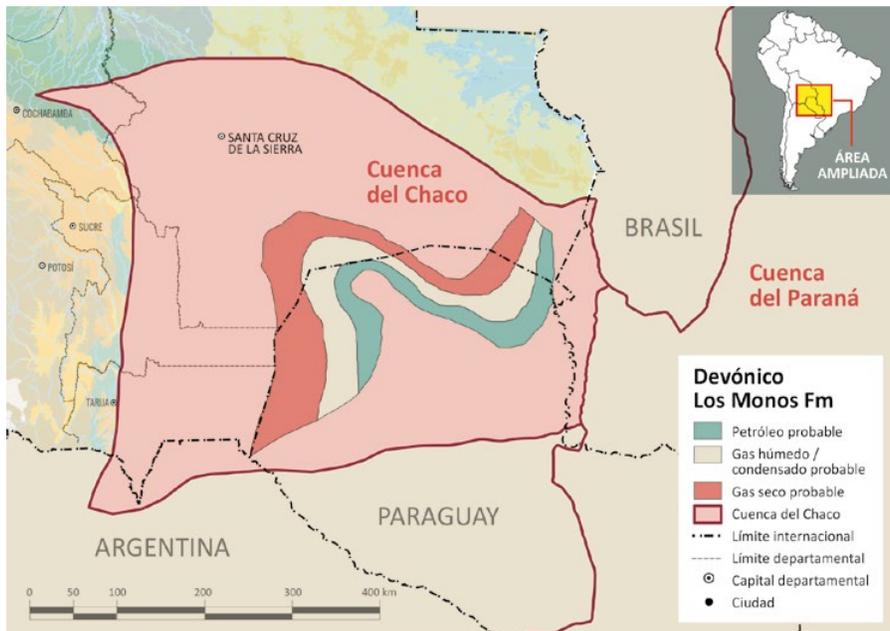
A finales de 2013, Bolivia contaba con reservas convencionales certificadas de gas, 18,1 TCF, de las cuales 10,45 TCF eran probadas, 3,5 TCF probables y 4,15 TCF posibles (Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía, 2020). La posible existencia de hidrocarburos no convencionales, que casi duplicarían las reservas, posicionó inmediatamente al *fracking* en la agenda nacional, esto debido al informe emitido por la Administración de Información Energética (EIA), que estimó que había 48 TCF en el chaco boliviano.

Por tanto, el país inició su vertiginoso acercamiento al mundo de los no convencionales. En principio, se propició la llegada de una serie de empresas, consultoras, representantes de operadores y técnicos con experiencia en este rubro para que participen en diferentes foros, congresos y encuentros, en los que se analizaba la situación de los hidrocarburos en el mundo, sus poten-

cialidades y perspectivas. Posteriormente, se visibilizó en acciones concretas que podrían materializar la incursión boliviana en esta área.

Figura 1 Formación geológica de Los Monos, que coincide con la del Chaco, en la que habría hidrocarburos no convencionales.

Fuente: EIA (2013)



El inicio de las gestiones, estudios y experiencias

El 27 de julio de 2012, el viceministro de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Eduardo Alarcón, en la audiencia parcial de rendición de cuentas de esa gestión, dijo que en la elaboración de la nueva ley de hidrocarburos se incorporarían artículos referidos a los hidrocarburos no convencionales. Arguyó la necesidad de contar con información de su potencial y en el futuro iniciar procesos de exploración y explotación (Lazcano, 2020). El anuncio de una nueva ley de hidrocarburos —que no se cambió—

respondió al mandato de adecuar las normativas nacionales a la Constitución aprobada en 2009.

En febrero de 2013, una importante autoridad del sector hidrocarburífero, el vicepresidente de Administración, Control y Fiscalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Luis Sánchez, anunció públicamente que el Estado empezó a tomar decisiones en lo que respecta a la futura incursión nacional en el tema de los no convencionales y dijo a los medios de comunicación: “La Unidad de Geología y Geofísica ha sacado una carta instruyendo a todas las empresas —operadoras y subsidiarias— que cuando perforen pozos saquen muestras de la formación Los Monos, que es una formación donde se presume hay *shale gas* para estudios posteriores” (Paredes, 2013).

Esta información estaba acompañada de la noticia de que Bolivia firmaría varios convenios con la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) Argentina. Las áreas reservadas Charagua, Irenda y Abapo, ubicadas en el departamento de Santa Cruz, serían estudiadas por la estatal argentina (YPF, 2013). Otro elemento del acuerdo con la compañía era la capacitación del personal técnico de YPFB en Argentina, con la finalidad de transferir conocimientos sobre las experiencias y tecnologías relacionadas con los proyectos de exploración y explotación de recursos no convencionales (YPF, 2013).

Casi paralelamente a estos anuncios, YPFB concluyó la perforación exploratoria del pozo Ingre X2, ubicado en el departamento de Chuquisaca. Esta se inició en diciembre de 2012 y estaba programado alcanzar una profundidad de 2.200 m. Los trabajos terminaron los primeros meses de 2013 y arrojaron resultados negativos. Dicha obra tuvo una inversión aproximada de MUSD 7. Su predecesor Ingre X1, operado por Petrobras, tampoco reportó resultados positivos (Los Tiempos, 2013).

Frente a estos resultados la empresa nacional recurrió a la transnacional norteamericana Halliburton para hacer una minifractura en el pozo Ingre X2. Esta acción permitió descubrir un yacimiento de tipo *tight oil* y, a pesar de los bajos volúmenes encontrados, estableció la existencia de rocas de baja permeabilidad y porosidad (YPFB-VPAC, 2013).

La minifractura fue ejecutada en los tramos 1.640-1.650 m, para lo cual se optó por una ruptura de roca a partir de la presión hidráulica y luego se aplicó un compuesto apuntalante¹. Con esto se obtuvo hidrocarburos con muy baja energía. Aun así, se consiguió información importante para futuras incursiones que dependerían del grado de información complementaria o tecnología disponible. El pozo fue caracterizado como no productor y fue sellado (YPFB-VPAC, 2013).

La emoción del gobierno boliviano con el fracking no se detuvo ante estas circunstancias. En 2013 YPFB tomó la decisión política de destinar a su personal la misión de iniciar un estudio sobre el riesgo exploratorio de no convencionales en la cuenca geológica del Chaco. El documento, denominado *Consideraciones de la exploración de shale gas en la cuenca del Chaco boliviano* y publicado en una separata de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización de la empresa, describe los procedimientos que se siguieron para evaluar la potencialidad de la cuenca chaqueña. Las consideraciones técnicas que se tomaron en cuenta en la elaboración de la investigación tenían dos ejes: definir el área correspondiente al terreno llano de la cuenca chaqueña excluyendo las estribaciones montañosas del subandino sur y combinar diagramas de riesgo geológico y geoquímico² (YPFB-VPAC, 2013).

El informe define que las provincias hidrocarburíferas de la cuenca chaqueña tienen las condiciones necesarias para implementar procesos exploratorios de no convencionales, pero existiría un riesgo geológico y geoquímico de moderado a alto. Señala a la cuenca del Boomerang como un interesante prospecto para la implementación de un pilotaje exploratorio³.

El avance boliviano hacia el fracking

La baja de los precios de hidrocarburos tuvo incidencia en la contención del avance del fracking en Bolivia. A finales de 2014, el precio del barril de petróleo empezó un proceso de caída libre que repercutió de forma directa en

1 Agente que evita el cierre de las fracturas.

2 Implica la consideración de profundidad de la roca generadora, espesor, gas *in situ*, en términos geológicos y la cantidad de COT, reflectancia de vitrinita, T_{max}, TR y otros en términos geoquímicos.

3 El estudio define a Boomerang por una relación positiva entre la profundidad de la roca madre, el contenido de materia orgánica y su proximidad a un alto estructural.

los precios de venta de gas a los mercados de Brasil y Argentina, y provocó una de las reconfiguraciones normativas en hidrocarburos más relevantes de los últimos años⁴. Los países productores de petróleo propiciaron las condiciones para sostener una pugna, cuya intención era debilitar el creciente protagonismo de Estados Unidos basado en la explotación de gas no convencional. Esta disputa logró contener y obligar a las empresas de fracking a reajustarse. Muchos prospectos de no convencionales fueron afectados y anulados (Mohorte, 2018).

El alza posterior de los precios internacionales del petróleo volvió a traer a Bolivia el fantasma del fracking. En abril de 2018, en la ciudad de Tarija, el Ministerio de Hidrocarburos realizó el evento Inversiones Gas y Petróleo, al que asistieron varios representantes de compañías petroleras. En este se intentó subsanar el fracaso del mencionado foro de países exportadores mediante el anuncio de la suscripción de varios convenios y declaratorias de interés. Además, se conoció de la existencia de una empresa canadiense, Cancambria Energy Corp., con la que el Estado boliviano a través de YPFB firmó un acuerdo de intenciones.

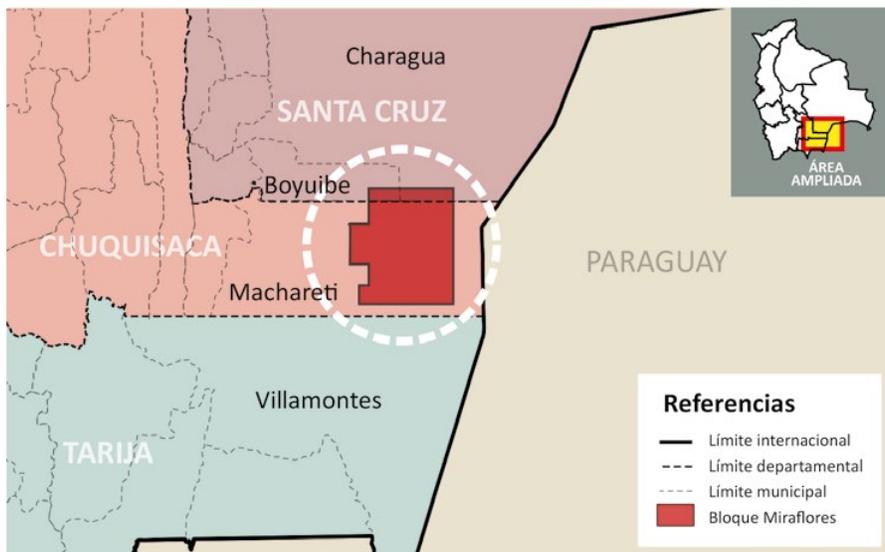
El 12 de abril, se rubricó un documento para la evaluación del potencial de hidrocarburos no convencionales en el bloque Miraflores, departamento de Chuquisaca en el municipio de Machareti, cuyo potencial ascendería a más de 100 TCF de gas, según declaraciones del CEO de Cancambria, Christopher Cornelius (Ahora Digital, 2018). Miraflores, creado en 2012 mediante el Decreto Supremo 1203, tiene una superficie de 320.000 ha y está ubicado en la llanura chaqueña, próxima a Paraguay.

El 1 de agosto de 2018, el Estado boliviano y la canadiense Cancambria Energy Corp. firmaron un convenio mucho más avanzado con el fin de concertar las condiciones necesarias para un convenio de estudio (CE), que evalúe el potencial de los hidrocarburos no convencionales en el área Miraflores. Este documento establece la creación de una asociación accidental entre YPFB Chaco S. A. y Cancambria Energy Corp., que será la responsable de cumplir con los parámetros establecidos en torno la modalidad de exploración.

4 Se elaboró una serie de instrumentos normativos que reconfiguraron las reglas en cuanto el establecimiento de proyectos hidrocarbúricos, entre ellos el Decreto Supremo 2399 de mayo de 2015, el cual permite a las empresas explorar en áreas protegidas.

Figura 2 Ubicación del área Miraflores, municipio de Machareti en el departamento de Chuquisaca.

Fuente: MHE (2018)



Según el acuerdo, dicha asociación debería conformarse en 30 días para proceder inmediatamente a la firma de autorización del convenio de estudio con YPFB. Un CE es la antesala al convenio de exploración/explotación. Durante esta fase, los datos preliminares de Cancambria determinaron la posible existencia de un megayacimiento que tendría más de 400 TCF de gas (Ministerio de Hidrocarburos, 2018).

Cancambria Energy Corp. es una sociedad constituida en Vancouver, Canadá, cuya existencia salió a la luz pública a partir de los acuerdos firmados con el Estado boliviano. Según el testimonio notarial 0329/2018, que determina la creación de una filial en Bolivia, Cancambria notificó su constitución ante el servicio de registro canadiense en British Columbia el 10 de mayo de 2017, y manifestó su predisposición de basarse en la Ley de Sociedades Comerciales. Esa fecha se inscribió solo con un accionista y una acción común u ordinaria, ostentada por el actual CEO de la compañía.

La empresa no figura como operadora en ningún pozo, campo o proceso de exploración/explotación en el mundo. Registró, por primera vez, un documento denominado “Form 45-106F1 Report of Exempt Distribution” en la página web del System for Electric Document Analysis and Retrieval (SEDAR) —base de datos elaborada por Administradores de Valores Canadienses (CSA)—, que se constituye en instrumento de información pública y obligatoria por parte de compañías y fondos canadienses. Cancambria presentó este formulario, que tiene el fin de verificar la distribución entre los inversores que participan en la compañía, el 19 de diciembre de 2018 e hizo cuatro actualizaciones. El último reporte data del 26 de septiembre de 2019 y en su perfil no figura ningún informe financiero, memoria anual, información sobre prospectos, auditoría u otros formularios o actas que normalmente las operadoras reportan y son accesibles al público (SEDAR, 2019).

La compañía abrió una filial en el país, con el nombre de Cancambria Energy Corp. Sucursal Bolivia, a través del testimonio notarial 0329/2018 fechado el 11 de junio. En este la casa matriz canadiense autoriza, el 7 de febrero, consolidar la sucursal, a la cual se designa una representación legal en el país y un capital de Bs 69.600, equivalentes a USD 10.000. La compañía se registró en Fundempresa y obtuvo la matrícula 00398074, lo que le habilitó para la realización de convenios y otras actividades de la cadena hidrocarburífera.

Algunas características del proyecto de Cancambria

La oportunidad de explorar y explotar hidrocarburos no convencionales en Bolivia fue uno de los principales temas de la agenda sectorial y provocó repercusiones en torno a su viabilidad. La aparición de Cancambria y su perfil de proyecto representan uno de los avances más significativos en la implementación del fracking en Bolivia⁵.

Cancambria habló sobre las condiciones geológicas en la llanura chaqueña, sus características y potencial no convencional, en este caso *tight gas*. Esta

5 No existe documentación en formato de informe, reporte u otro, solo presentaciones PowerPoint que se expusieron en diferentes foros.

información fue dada, el 7 de enero de 2019, por el CEO de la empresa, Chris Cornelius, en el evento AAPG Latin America & Caribbean Region, Optimizing Exploration and Development in Thrust Belts and Foreland Basins, realizado en Santa Cruz del 6 al 8 de junio de 2018. En esta ocasión se refirió a los posibles alcances del proyecto, como la probable perforación de 810 pozos horizontales, distribuidos en 36 plataformas con el fin de obtener 10 TCF por año explotado, y una vida útil de 16 años, consolidando 20 pozos en el primer año del proyecto (Cornelius, 2019).

El 22 de agosto de 2019, en el Segundo Foro Internacional: Gas, Petroquímica y Combustibles Verdes se volvió a socializar el proyecto a través de la presentación “Potencial de recursos en el sur de la llanura del Chaco-El ‘ChaCo-Stack’: *play de tight gas* rico en líquidos”. La información expuesta se sustentó en los datos sistematizados de los pozos Miraflores X1 y X2, de propiedad de YPF. A partir de ese análisis se definió la posibilidad de un proceso de explotación no convencional en cinco o seis años.

Las condiciones geológicas y la información aportada por los testigos detectaron la existencia de hidrocarburos atrapados en los sistemas de rocas en la zona, y se encontraron interesantes coincidencias con otros yacimientos no convencionales en el mundo, lo que valida teóricamente la hipótesis de almacenamiento hidrocarburífero. Esto sería comprobable con la perforación de un nuevo pozo exploratorio y posteriormente un pilotaje con cuatro pozos horizontales que determinarían el futuro del megacampo. Datos actualizados sobre el proyecto no figuran en otros documentos ni tampoco hay la certeza de que el Estado boliviano cuente con un estudio propio.

El gobierno ha puesto al fracking como uno de sus principales objetivos. Desde la publicación de la Administración de Información Energética se desató una carrera por generar las condiciones para la implementación de esta técnica en el país. Carrera que, si bien tuvo una pausa como se mencionó anteriormente, retornó con avances más concretos y perfilando la llegada del fracturamiento hidráulico a Bolivia. Las autoridades sectoriales expresaron en varias ocasiones su emoción en torno al potencial no convencional en el país, incluyendo al expresidente Evo Morales, quien, además de presenciar la firma del acuerdo con Cancambria, en agosto de 2018, manifestó la

necesidad de que esta relación pase sin demora a una relación contractual (Ministerio de Hidrocarburos, 2018).

La nueva administración del sector hidrocarburífero, surgida de la crisis política de octubre y noviembre de 2019, retomó la posta en torno a los no convencionales. En este marco, el ocasional presidente de YPFB, Herlan Soliz Montenegro, señaló que Bolivia continuaría con las gestiones necesarias para la implementación de la tecnología del fracking. En la rendición pública de cuentas del Ministerio de Hidrocarburos, llevada a cabo en la ciudad de Yacuiba el 19 de febrero de 2020, dijo:

Vamos a comenzar a buscar hidrocarburos en roca convencional en Miraflores [...], existe una gran posibilidad de que exista prácticamente reservorios no convencionales [...] y de la misma forma vamos a comenzar esos trabajos [...], pero si podemos buscar nuevas formas de explotar los hidrocarburos y si lo podemos hacer y si podemos encontrar la potencialidad de esta zona, según los estudios y registros que se vienen haciendo hace tres años, es aproximadamente más de 400 TCF que se pueden encontrar. Entonces, si no llegamos a descubrirlo nunca vamos a poder tener esta reserva, entonces ese es el plan que estamos teniendo, y en estos seis meses de transición el ministro también ha dado su anuencia para que ya comencemos estas prácticas.

Esta manifestación pública de una decisión política reasumida por el sector confirmó la continuidad en la orientación extractivista del gobierno de Jeanine Áñez. El informe de rendición de cuentas desató la preocupación e indignación en las comunidades del municipio de Machareti —que en ese tiempo accedieron a información inicial sobre el fracking— y en la sociedad en general, además que es un tema polémico⁶.

La declaración del entonces presidente de YPFB no era gratuita e incrementó las dudas que generan la relación del Estado boliviano con la empresa canadiense, a partir de la firma de un documento el 1 de agosto de 2018,

6 Se publicaron varias notas de prensa y diferentes grupos, colectivos, instituciones y movimientos de la sociedad civil cuestionaron esta decisión.

señalando las condiciones para la suscripción de un CE entre la sociedad accidental YPFB Chaco S. A. y Cancambria y da un plazo de 30 días para alcanzar ese objetivo. Además, se publicitó como la rúbrica de un convenio de estudio real, que aseguraba inversiones millonarias.

Conclusión

Varios avances y gestiones se hicieron en torno a la implementación del fracking en Bolivia. Existe información y estudios específicos que precisan aún más las características y logística, para ello los gobiernos están bastante entusiasmados y manifiestan su predisposición de adecuar las normativas para su implementación. Igualmente es preocupante notar que Cancambria, sin ninguna experiencia institucional y sin contar con el soporte necesario para encarar la eventual incursión de Bolivia en el mundo de los no convencionales, comprometió al Estado en uno de los emprendimientos más cuestionables de los últimos años.

La crisis global generada por el SARS-COV-2 volvió a poner en *statu quo* el avance del fracking en el país. La visible emoción con la que las autoridades transitorias anunciaron la técnica vislumbró un inminente año orientado a potenciar y consolidar estos y otros acuerdos. La crisis del sector hidrocarbúfero brinda un excelente marco para reorientar los esfuerzos a los no convencionales y rediseñar nuevamente la estructura normativa que viabilice su implementación, a pesar de la crisis de los precios y sus constantes fluctuaciones⁷. También es necesario considerar que el fracking puede ser un negocio especulativo por sí mismo, incluso sin realizar operaciones, especialmente para las empresas que logren adjudicarse los derechos sobre dichos recursos y generar divisas. Este tipo de procedimientos operativos puede darse bajo el modelo ejecutado por varias compañías mineras canadienses junior (Sacher, 2011).

Cuando la situación se normalice, seremos aún más dependientes de la venta de materias primas, nuestro estado de vulnerabilidad estará en constante

⁷ Desde abril de 2021, Bolivia sostiene una compleja relación con los países compradores de gas —Brasil y Argentina—, ya que variaron las nominaciones de volúmenes exportados, hubo declaraciones de fuerza mayor, hay baja de los precios y la producción, además es difícil proyectar una sostenibilidad de contratos a largo plazo.

aumento por la deuda, la recesión económica, el déficit fiscal y otros fenómenos económicos que impulsarán a tomar medidas, que, por lo visto, se orientarán a potenciar, ampliar y fortalecer el sector extractivo.

Las empresas seguirán haciendo negocios, continuarán las especulaciones, las burbujas y sonados anuncios; llegará el momento que se perfore el primer pozo de fracking y, como siempre, quienes perdamos en este negocio seremos el pueblo boliviano en su conjunto.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

- Tarija - Empresa Cancambria estima que en área Miraflores existe potencial de 100 TCF's de gas (2018, abril 13). *Ahora Digital*. <http://ahoradigital.blogspot.com/2018/04/tarija-empresa-cancambria-estima-que-en.html>
- Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía. (2020, 20 de noviembre). *Reservas de hidrocarburos en Bolivia a 2013*. http://www.cbhe.org.bo/index.php/informacion-de-la-industria/estadisticas/download/44_a25d92df71c546383bcabdc-68b7ae4cc
- Carátula Notarial 1183149, Testimonio N° 0329/2018. (2018, 11 de junio). Escritura pública de manifestación de voluntad para la apertura de una sucursal en el Estado Plurinacional de Bolivia de la sociedad Cancambria Energy Corp.
- Cornelius, C. (2019a). Exploration and Development Strategies for Sub-Andean Tight Rock Reservoirs of the Siluro-Devonian, Chaco Plain, Bolivia [PowerPoint slides]. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2019/42324cornelius/ndx_cornelius.pdf.html
- Cornelius, C. (2019b). Potencial de Recursos en el sur de la llanura del Chaco. El "Chaco-Stack": Play de Tight Gas rico en líquidos. [PowerPoint slides]. https://www.forogas.bo/index.php/el-foro/presentaciones/item/download/106_9ecf6bdbc460b1b86304394292afa313
- U.S. Energy Information Administration. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- Lazcano, M. (2020, noviembre 7). Gobierno prevé ahorrar 442 millones con incentivo petrolero. *La Razón*. <https://www.la-razon.com/lr-articulo/gobierno-preve-ahorrar-us-442-millones-con-incentivo-petrolero/>
- YPFB halla sólo agua en el pozo Ingre X2 (2013, febrero 27). *Los Tiempos*. <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20130227/ypfb-halla-solo-agua-pozo-ingre-x2>
- Ministerio de Hidrocarburos. (2018, 2 de agosto). *Recursos prospectivos en Chuquisaca de 400 TCF's y 20 MMbbl en área Miraflores*. <https://www.hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicacion/prensa/4267-recursos-prospectivos-en-chuquisaca-de-400-tcf-y-20-mmbbl-en-area-miraflores.html>

- Ministerio de Hidrocarburos. (2019). *Informe: audiencia de rendición pública de cuentas, final 2018 e inicial 2019*. <https://www3.hidrocarburos.gob.bo/index.php/component/phocadownload/category/86-audiencia-de-rendici%C3%B3n-p%C3%BAblica-de-cuentas-final-2018-inicial-2019.html?download=2400:informe-de-audiencia-de-rendici%C3%B3n-p%C3%BAblica-de-cuentas-final-2018-inicial-2019>
- Ministerio de Hidrocarburos. (2020). *Recursos prospectivos en Chuquisaca de 400 TCF's y 20 MMbbl en área Miraflores*. <https://www.hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicaci%C3%B3n/prensa/4267-recursos-prospectivos-en-chuquisaca-de-400-tcf-y-20-mmbbl-en-%C3%A1rea-miraflores.html>
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías. (2020, 19 de febrero). *Herlan Soliz Montenegro señala que Bolivia continuará con las gestiones necesarias para la implementación de la tecnología del fracking* [Video]. Facebook. <https://www.facebook.com/ministerio.dehidrocarburos/videos/212662629921136/>
- Mohorte, A. (2018, febrero 14). El imperio del fracking: así ha vuelto EEUU a la cabeza de la producción del petróleo. *Magnet*. <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/el-imperio-del-fracking-asi-ha-vuelto-estados-unidos-a-la-cabeza-de-la-produccion-del-petroleo>
- Paredes, J. (2013, mayo 28). Bolivia ocupa quinto lugar en reservas de shale gas. *La Razón*. <https://www.la-razon.com/lr-article/bolivia-ocupa-el-quinto-lugar-en-reservas-de-shale-gas/>
- Sacher, W. (2011). El modelo minero canadiense: saqueo e impunidad institucionalizados. *Revistas UNAM* (51). DOI: <http://dx.doi.org/10.22201/fcps.24484938e.2011.54.25669>
- Sánchez, L. (2019). *Audiencia de rendición de cuentas del Ministerio de Hidrocarburos final 2018-inicial 2019* [Diapositiva de PowerPoint]. Ministerio de Hidrocarburos. <https://www3.hidrocarburos.gob.bo/index.php/component/phocadownload/category/86-audiencia-de-rendici%C3%B3n-p%C3%BAblica-de-cuentas-final-2018-inicial-2019.html?download=2405:mh>
- System for Electronic Document Analysis and Retrieval (SEDAR). (2019, 20 de diciembre). *Issuer Profiles*. <https://www.sedar.com/DisplayCompanyDocuments.do?lang=EN&issuerNo=00046639>
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización. (2013a). *Informe enero a junio 2013*. pp. 53-58.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización. (2013b). *Informe julio a diciembre 2013*. pp. 25-39.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). (2013, 11 de junio). Firmamos acuerdos de cooperación con YPFB para la exploración y explotación de hidrocarburos. *YPF Hoy*. <https://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/Noticias/YPF-e-YPFB-firmaron-acuerdos-.aspx>

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. (2018, 1 de agosto). *Condiciones para el convenio de estudio para la evaluación del potencial hidrocarburífero de áreas reservadas a favor de YPFB-área Miraflores*. Sucre.

La economía política del fracking en Argentina*

Fernando Cabrera Christiansen

Introducción: la Argentina del fracking

Desde 2011 el debate energético argentino mantiene una constante: la expectativa en torno al desarrollo de la formación de hidrocarburos no convencionales Vaca Muerta. Según la Administración de Información Energética de Estados Unidos, este reservorio de gas y petróleo de lutitas (*shale*), ubicado en la Norpatagonia, es uno de los más importantes del mundo (EIA, 2013). Tiene una extensión de 30.000 km², equivalente a la mitad del departamento Oruro, y para explotarlo se concesionaron 40 bloques en los que se aplica la cuestionada técnica de fracturación hidráulica¹.

* Este documento es producto de las discusiones que desde hace más de 10 años mantiene el Observatorio Petrolero Sur (OPSur) y que desde 2016 se complementan con las reflexiones de las investigaciones del Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES).

1 En reservorios convencionales a fin de incrementar su permeabilidad y mejorar la extracción, en los últimos 20 años permitió explotar yacimientos de arenas compactas y lutitas, que no eran explotables con las tecnologías anteriores (Ver Bertinat et al., 2014).

No obstante esta descripción más restrictiva, actualmente la noción Vaca Muerta es más elástica y designa a una zona más amplia con potencial hidrocarbúfero no convencional, en la que no todas las perforaciones tienen como objetivo la formación Vaca Muerta, entre la que también se encuentran varias de arenas compactas, *tight sands*, de las provincias de Neuquén y Río Negro. Están en etapa de explotación masiva las áreas Loma Campana (YPF y Chevron), El Orejano (YPF y Dow), Aguada Pichana Este (Total, YPF, Wintershall y PAE), La Amarga Chica (YPF y Petronas), Lindero Atravesado (PAE e YPF), Fortín de Piedra (Tecpetrol), Centenario (Pluspetrol) y Estación Fernández Oro (YPF).

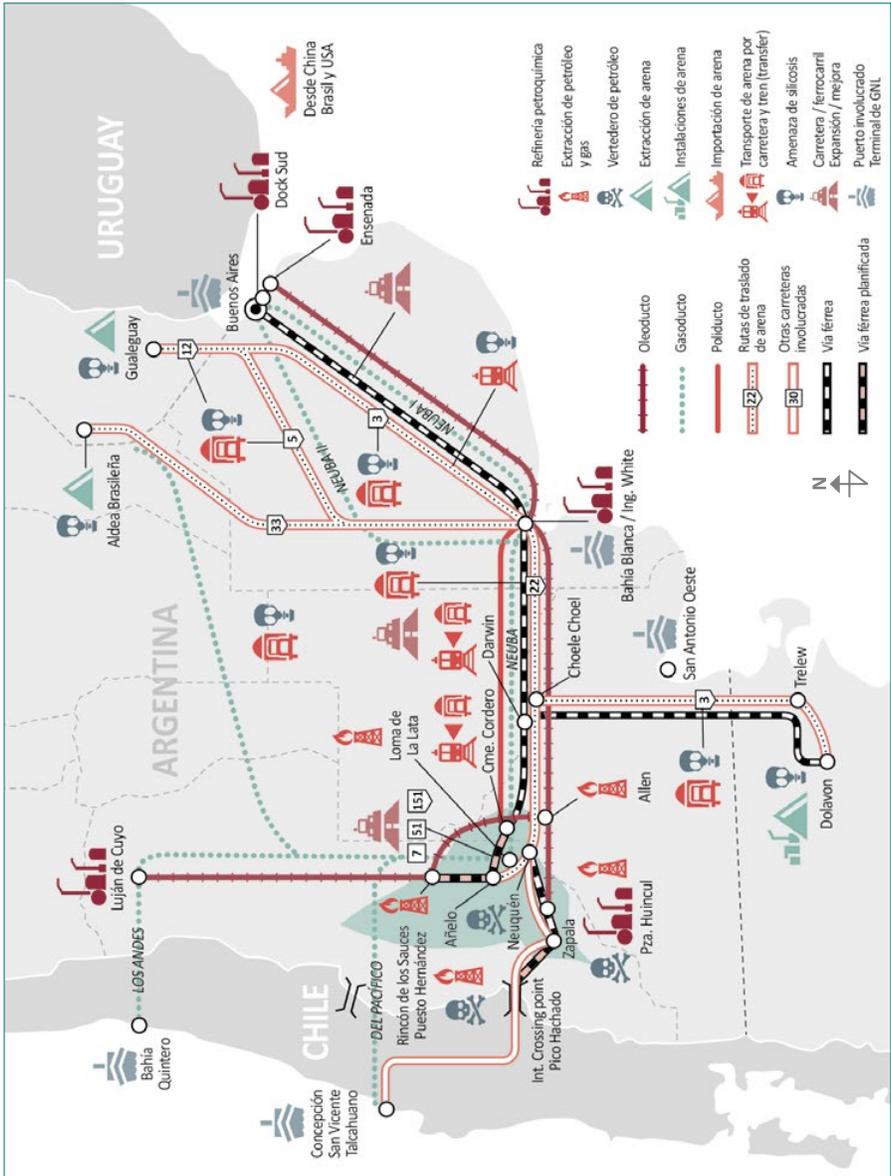
Vaca Muerta es un megaproyecto, antes que una mera zona de extracción. En pos de este se articulan distintas instancias gubernamentales con una multiplicidad de empresas —públicas, privadas y mixtas con diversidad de roles, tamaños y orígenes— que elaboran una arquitectura financiera y contractual específica para cada proyecto. Para ello, poseen radicaciones societarias en diversos puntos del planeta, incluidos aquellos que se conocen como “guardidas fiscales y jurídicas” (Álvarez Mullally et al., 2017). La cadena de producción incorpora desde procesos necesarios y anteriores a la perforación, hasta la refinería, pasando por ductos, los insumos específicos para cada etapa y las tratadoras de residuos. Se conforma de este modo un entramado de infraestructura actual y proyectada, como caminos, viviendas, servicios, reformulación de ciudades, etcétera.

Las controversias sobre este tipo de explotación no son menores. Si bien no se lograron grandes debates nacionales en términos de lo que implica este desarrollo, desde el inicio hubo voces críticas. Las comunidades locales, grupos de investigadores, sindicatos y algunos partidos políticos cuestionaron distintas aristas. En el ámbito supranacional, en 2018, el Comité de Derechos Económicos Sociales y Culturales de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) recomendó al gobierno argentino que “reconsidere” la explotación de Vaca Muerta por el aporte que provoca al calentamiento global y las afectaciones a las poblaciones locales.

A pesar de los preocupantes antecedentes, en Argentina el desarrollo del *fracking* posee total consenso de los sectores de poder. En primer lugar, con-

Figura 1 Megaproyecto de Vaca Muerta.

Fuente: Redibujado de Álvarez Mullally et al. (2017)



tó y cuenta con el fuerte impulso del gobierno nacional bajo las distintas administraciones. En segundo, las provincias de Neuquén y Río Negro pretenden mantener sus estructuras productivas más o menos dependientes de los hidrocarburos. En tercero, los sindicatos petroleros promueven este proyecto y, en buena medida, forman parte de los gobiernos provinciales y de diversas estructuras nacionales que garantizan gobernabilidad. En cuarto, las empresas operadoras y de servicios, transnacionales y también nacionales y locales demandan reformas para impulsar políticas públicas de corte neoliberal. Por último, gobiernos extranjeros, sedes o dueños de las transnacionales también comparten los objetivos por cuestiones geopolíticas y financieras diversas. Es notable el rol de un bloque tradicional occidental —Estados Unidos y Europa— y la incidencia, aunque menor, de China y Rusia.

La historia de los no convencionales en el país tiene menos de una década. Durante el segundo mandato de Cristina Fernández (2011-2015) se buscó explotar hidrocarburos no convencionales como vía para solucionar los problemas energéticos y económicos estructurales del país. Posteriormente, en la presidencia de Mauricio Macri (2015-2019) primó una lógica exportadora. En la actualidad, durante la primera parte de la gestión de Alberto Fernández, la importación de gas natural licuado (GNL) reaparece como un riesgo que se intenta evitar con nuevos beneficios al sector gasífero en un difícil contexto macroeconómico. En lo que sigue se pretende caracterizar más extensamente las continuidades y rupturas entre estas tres gestiones nacionales.

El kirchnerismo: tras la expropiación de YPF, el avance de los no convencionales

El neoliberalismo energético

La reforma energética neoliberal instaurada en la década de 1990, y que se mantuvo incólume hasta 2012, se centró en tres procesos convergentes. Por un lado, la desregulación del mercado que dotó a las empresas de libre disponibilidad del recurso y, al mismo tiempo, liberalizó su precio. Por otro, la privatización y desguace de YPF, la principal empresa nacional, que se conjugó con una extranjerización del sector. Y, por último, la federalización

del dominio de los hidrocarburos, que dejaron de ser propiedad del Estado nacional y pasaron a la órbita de los estados provinciales². Mediante estos tres movimientos los hidrocarburos transmutaron de recursos estratégicos del Estado a materias primas sujetas a una lógica de rápida valorización.

Durante este proceso, las operadoras privadas se convirtieron en el actor central y, fieles a la premisa de maximización, redujeron los costos en personal, controles ambientales y exploración, además se dedicaron a exprimir lo invertido durante la etapa estatal de YPF. Así la extracción creció abruptamente, pero, en pocos años, llegó a su pico: en 1998 en crudo y en 2004 en gas.

Hasta 2012 las medidas kirchneristas³ oscilaron entre la promoción de las políticas de beneficio de las operadoras, tarifas bajas con subsidios crecientes y medidas infructuosas de cierta nacionalización que no revirtieron el paradigma neoliberal. La dependencia de los hidrocarburos, la falta de inversión, la retracción de los niveles de extracción, sumadas al sostenido crecimiento del consumo por la reactivación económica posdevaluación, generaron necesidades de importación creciente de gas⁴. El proceso explotó con el saldo negativo de la balanza comercial energética en 2011.

El nuevo paradigma

En octubre de 2011, el segundo mandato de Cristina Fernández fue ratificado por el 54% del electorado. Por entonces, la salida de divisas se había convertido en un serio problema económico en el que las importaciones hidrocarburíferas, principalmente de GNL, representaron un porcentaje relevante. Ese año significaron una sangría de MUSD 9.400.

Como respuesta, el Gobierno presentó el proyecto de ley de soberanía hidrocarburífera que fue sancionado en mayo de 2012. La norma declaró el interés público nacional de la actividad hidrocarburífera y permitió la expropiación del 51% de las acciones de Repsol-YPF sin modificar su condición

2 La Ley 24.145 de 1992 es conocida como Ley de Federalización de Hidrocarburos, ya que inicia el proceso de transferencia del dominio hidrocarburífero de la nación a las provincias. Posteriormente, la reforma de la Constitución Nacional en 1994 estableció en su artículo 124 que el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio corresponde a las provincias. Por último, la "ley corta" 26.197 de 2006 concluyó el proceso de federalización.

3 Néstor Kirchner asumió la presidencia el 25 de mayo de 2003 y en 2007 fue sucedido por su esposa Cristina Fernández, quien fue reelecta en 2011.

4 Más de la mitad de la energía primaria de Argentina está compuesta por gas y alrededor de 35% por petróleo.

Figura 2 Petróleo total del país, extracción en miles de barriles por día.

Fuente: Secretaría de Energía (2020)

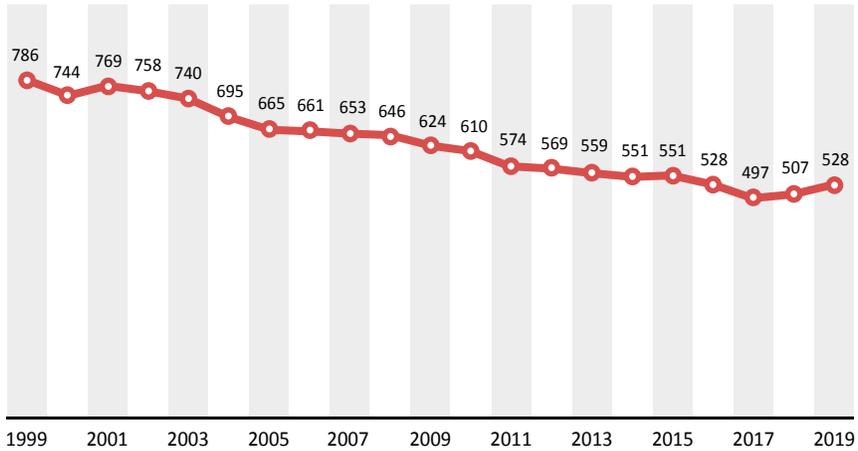
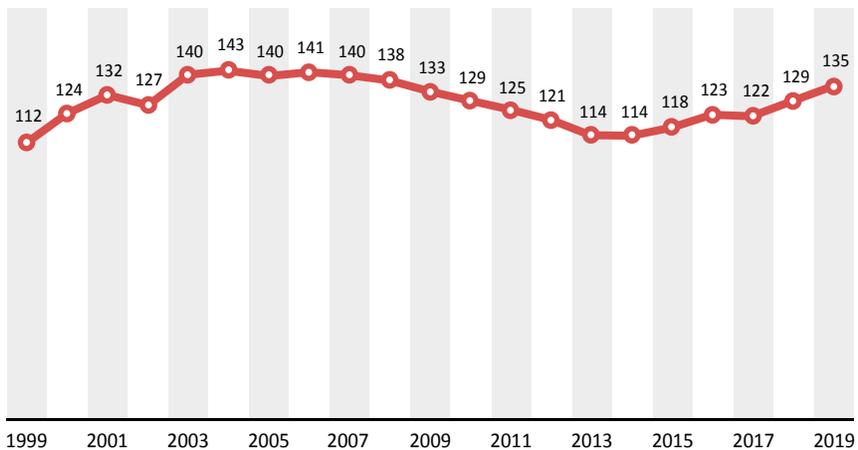


Figura 3 Gas total del país, extracción en millones de metros cúbicos por día.

Fuente: Secretaría de Energía (2020)



de sociedad anónima⁵. Dos objetivos modelaron esta redefinición: apuntar al autoabastecimiento para revertir la tendencia deficitaria en la balanza comercial energética, pero también, y en un contexto de agotamiento de los yacimientos, paradójicamente, pretendía la generación de saldos exportables. El problema de la tendencia declinante de las cuencas tradicionales fue resuelto con el avance sobre los hidrocarburos alojados en yacimientos no convencionales. En articulación con empresas transnacionales y a la vez imbuida de una fuerte retórica nacionalista, YPF se convirtió en la punta de lanza del avance sobre esos reservorios.

Como dirección de YPF, el Estado nacional jugó un rol central en cuanto a la modificación de la legislación que benefició a todo el sector: extensión de los plazos de concesiones, libertad de girar 20% de las divisas al exterior después de cinco años de inversión y subdividir áreas para la explotación, entre otras normativas. Por entonces, se desplegó una política de aumento de los combustibles y se subsidió fuertemente el gas, que permaneció con tarifas bajas, como una forma de generar un ingreso indirecto al conjunto de la población, así incentivar su capacidad de consumo y abaratar la producción nacional. El peso de la totalidad de los subsidios energéticos en el gasto público pasó del 2% en 2004 al 10% en 2014.

Como resultado de este nuevo andamiaje institucional, a partir de 2013, se impulsaron nuevos proyectos de inversión. El descenso del precio internacional del crudo a mediados del año siguiente frustró rápidamente las expectativas. De cualquier modo, se limitó e incluso frenó la caída de la extracción de hidrocarburos, tendencia arrastrada desde hacía una década (Ver figuras 2 y 3). En 2015 cambió el Gobierno y la política en el sector.

Macri: las privadas, tarifazos y exportación

La política hidrocarburífera de la gestión de Mauricio Macri no escapó a la parábola de su plan económico en general y terminó con una profunda crisis. Liberalización del sector financiero, aumento exponencial de la deuda ex-

5 El porcentaje accionario que fue definido como de utilidad pública y sujeto a expropiación (51% del total) se repartió un 51% para el Estado Nacional y 49% para las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), que dentro de la compañía deben actuar como un solo actor.

terna y millonarias transferencias desde el conjunto de la población hacia las grandes corporaciones fundamentaron la economía desde 2015. Duró poco: el acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) en 2018 aceleró la debacle; al cierre del gobierno todos los indicadores sociales eran críticos.

Al conformar el equipo de la cartera energética, la gestión de Cambiemos anticipó que su política beneficiaría a las principales compañías. Al ministro Juan José Aranguren, exgerente de Shell, lo seguían otros con carrera en Pan American Energy, Exxon Mobil, Axion y Total, entre otras. En paralelo, designaron en YPF a directivos provenientes de otros sectores. Como corolario, YPF perdió el rol preponderante que había tenido desde 2012. El gobierno focalizó los subsidios en algunos nuevos proyectos de extracción de hidrocarburos en Vaca Muerta, aumentó brutalmente las tarifas, liberalizó el precio de los combustibles y promovió la flexibilización laboral del sector. Esto implicó que las compañías privadas multiplicaran sus ingresos en perjuicio de las y los consumidores, las y los trabajadores y de YPF.

El Plan Energético Nacional, que se conoció en agosto de 2018, resume las directrices del gobierno y define claramente el objetivo exportador de hidrocarburos provenientes de formaciones no convencionales —principalmente de Vaca Muerta—. Este documento sugiere que en 2027 los ingresos de dólares provenientes de la venta al exterior de hidrocarburos superarían los generados por la exportación de productos agrícolas, principal rubro en la historia económica del país (SGE, 2018). En ese camino, en octubre de 2018, Argentina habilitó las exportaciones de gas durante las estaciones cálidas, cuando la demanda local cae⁶, al tiempo que sostuvo la importación de Bolivia, que llevaba más de una década, y, en menor medida, la de buques de GNL en invierno.

Promediando la gestión, las limitaciones de esta dinámica comenzaron a hacerse tangibles. En 2018 el Congreso aprobó una ley que frenaba los tarifazos y el Ejecutivo la vetó. En junio renunció el ministro. Una inusitada devaluación aceleró el proceso inflacionario que, dolarización mediante, im-

6 Ante la imposibilidad de almacenar gas, la alternativa era exportarlo para no frenar la producción en los yacimientos. La importación de gas de Bolivia se mantuvo durante todo el año, porque abastece regiones del país a las que no llegan los tendidos de gas provenientes de los yacimientos de la Patagonia Scandizzo.

pactó en el precio de la energía. En diciembre, a menos de seis meses de haber asumido, renunció el nuevo titular de la cartera de Energía. El ideal (posneo) liberal que el gobierno quiso imponer en la gestión energética encontró, por lo menos, cuatro obstáculos: las resistencias políticas y populares —sobre todo a los tarifazos—, la falta de dólares, las exigencias de las corporaciones —que reclaman subsidios u otros beneficios estatales— y el acuerdo con el FMI —que impuso un ajuste a cambio del multimillonario préstamo en dólares—. Quienes menos tienen fueron los más afectados por los tarifazos, que, vinculados al empeoramiento de todos los indicadores sociales, multiplicaron la pobreza, también, en términos energéticos.

Para sintetizar, se caracteriza la gestión mediante seis puntos:

- Mayor centralidad de Vaca Muerta.
- La focalización de los subsidios en proyectos nuevos de no convencionales, lo que benefició fundamentalmente a una empresa privada: Tecpetrol, del grupo Techint.
- Disminución de la relevancia de YPF, que a la sazón sigue siendo la principal operadora.
- Recorte de los subsidios y, como contrapartida, aumento de las tarifas a niveles insostenibles.
- Flexibilización laboral del sector mediante una adenda al convenio colectivo de trabajo.
- Liberalización del precio de los combustibles —esta medida se suspendió rápidamente para evitar que la devaluación se trasladara directamente al transporte—.

Fernández repite la receta sin un horizonte de transición

Pese a algunas declaraciones de funcionarios e incluso del mismo presidente, realizadas a principios de 2020 y que pudieron ser leídas como críticas a Vaca Muerta, la gestión de Alberto Fernández entiende que ese megapro-

yecto puede ser el motor energético y productivo del país. Con la promoción de este busca enfrentar el impacto de la pandemia sobre la economía, pero, a diferencia de Cambiemos, el principal pilar de su política es YPF. Hasta el momento, en un marco de fuerte restricción presupuestaria, el gobierno estableció algunos lineamientos y a fines de 2020 puso en marcha un programa de promoción del gas (Plan Gas.Ar), por ahora, la principal política hacia el sector.

Como primera medida, al asumir, Fernández mantuvo el congelamiento de las tarifas de los servicios que el macrismo había implementado en el último semestre de su gestión y, durante los primeros 10 meses, tampoco varió el precio de los combustibles, que posteriormente tuvieron aumentos mensuales.

En mayo, con la caída mundial del precio del crudo, que incluso llegó a tener valores negativos, el gobierno nacional desacopló el precio interno del internacional e implementó el “barril criollo”, a USD 45 para la venta del crudo. Sin modificar el costo del combustible, la medida benefició a un sector del encadenamiento productivo, las operadoras, y perjudicó a las refinerías. No obstante, más que un salvataje al sector, esta definición fue un rescate a las provincias que dependen de los ingresos por el cobro de regalías petroleras, cuyas economías estuvieron y siguen estando muy complicadas. Con el aumento del precio internacional del barril, en septiembre la medida quedó sin efecto.

A fines de 2020, se tomaron dos medidas tendientes a asegurar la inyección de gas en la red: el Plan Gas.Ar y el impuesto extraordinario a las grandes fortunas, con las que buscaban evitar la importación en el invierno de 2021 —y con ello la pérdida de dólares— y dinamizar la economía. La ley de impuesto extraordinario a las grandes fortunas definió, entre otras cosas, que el 25% de lo recaudado —entre USD 700 y MUSD 1.000— sería destinado a la exploración y explotación de gas por parte de YPF. Mientras que a través del Plan Gas.Ar se estableció un nuevo formato de definición del precio en boca de pozo por cuatro años para la mitad de la extracción nacional. En definitiva, el programa subsidia buena parte del gas y, al mismo tiempo, aumenta las tarifas. A diferencia de la propuesta anterior, no se focaliza en los no convencionales, con lo que, entre otras cosas, beneficia a otras regiones.

Pese a los deseos y la propaganda gubernamental, algunos riesgos de la explotación en Vaca Muerta comienzan a tomar relevancia en la agenda pública. Por un lado, la notable caída de la extracción ante los primeros inconvenientes con los subsidios y las inversiones en dólares que se retiran del país tan rápido como llegaron. Por otro, el inestable devenir del precio internacional del crudo pone regularmente en jaque a las economías estructuradas sobre los hidrocarburos.

El escaso interés de las grandes petroleras globales por traccionar la explotación masiva, la dependencia de los subsidios y las carencias de infraestructura fundamental frustraron el sueño exportador de la Vaca Muerta del macrismo. Esa incertidumbre continúa vigente y se le suma la inestabilidad del precio de los hidrocarburos. Esto convenció a la nueva gestión que la perspectiva de convertir a Argentina en un exportador debía, por lo menos, posponerse.

Aun si sacamos de la ecuación los costos sociales y ambientales, esa apuesta llamada Vaca Muerta sigue sin ser tan clara como aparece en los discursos de los gobiernos y las empresas. Su explotación vuelve muy inestable la oferta de gas. Si las compañías frenan las inversiones, rápidamente comienza a faltar. Por lo cual, el gobierno queda atado a garantizar un precio estímulo. La obstinación por este desarrollo lejos de solucionar la dependencia la profundiza. Al tiempo que desde los órganos de gobierno no se propone, en ninguna medida, la transición energética.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

- Álvarez Mullaly, M., Arelovich, L., Cabrera, F. y Di Risio, D. (2017). Informe de Externalidades Megaproyecto Vaca Muerta. Argentina: Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental. <http://ejes.org.ar/InformeExternalidades.pdf>
- Bertinat, P., D'Elia, E., Ochandio, R., Svampa, M. y Viale, E. (2018). *20 mitos y realidades del fracking* (2da ed.). El Colectivo.
- Energy Information Administration (EIA). (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Scandizzo, H. (2014). YPF, nuevos desiertos y resistencias. De la privatización a los no convencionales. En M. Gandarillas Gonzáles. (Ed.). *Extractivismos: Nuevos contextos de dominación y resistencias*. CEDIB.
- Scandizzo, H. (2019) *Exportar Vaca Muerta. Energía Extrema, Infraestructura y Mercados*. EJES. https://ejes.org.ar/ExportarVM3_baja.pdf
- Secretaría de Gobierno de Energía (SGE). (2018). *Plan energético argentino —lineamientos—*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico_argentino_-_octubre_2018_0.pdf
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2018, 1 de noviembre). *Observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de la Argentina Naciones Unidas*. E/C.12/ARG/CO/4. Consejo Económico y Social Distr. https://tbinternet.ohchr.org/_layouts/15/treatybodyexternal/Download.aspx?symbolno=E%2fC.12%2fARG%2fCO%2f4&Lang=en
- ONU. (2018). *Observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de la Argentina, Naciones Unidas*.

Energía global, fractura hidráulica y transición energética

Roberto Ochandío

Introducción

La demanda global de energía crece al impulso de las poblaciones en constante aumento y de modelos de desarrollo que asumen una capacidad ilimitada del planeta para satisfacer sus demandas. El crecimiento exponencial de la población y la economía solo puede mantenerse con el uso de energía fósil acumulada en las raíces de la tierra durante millones de años. La revolución industrial del siglo XVIII desató un consumo abusivo de recursos naturales con su consiguiente contaminación, lo cual actualmente lleva al planeta al borde de sus límites físicos.

Para continuar con el modelo de crecimiento, la sociedad recurre a medidas extremas a fin de obtener los minerales y energía necesaria. Por lo que, de forma irracional, procede a la destrucción del planeta sin considerar soluciones a la raíz de estos problemas, sobre todo limitaciones al aumento económico irrestricto y control al crecimiento exponencial de la población.

Energía global

El mundo atraviesa momentos caóticos e inciertos. Las consecuencias del cambio climático dejaron de ser una perspectiva a futuro para convertirse en realidad: paulatino calentamiento global, tormentas más severas y prolongadas, sequías e inundaciones, aumento del nivel del mar y deshielo de masas polares. A esto se suma la parálisis actual de la economía, la cual no termina de recuperarse. Este escenario de incertidumbre obliga a analizar las experiencias recientes para entender la situación actual y estar preparados para un futuro incierto.

Dicha incertidumbre está reflejada en el informe *Statistical Review of World Energy: an unsustainable path* (BP, 2019), que señala que los mayores incrementos en la demanda de energía se verificaron en Estados Unidos, Rusia y China, en los que se reportaron más días de calor y de frío que en años anteriores. Esto llevó a un incremento en la demanda de energía que en Estados Unidos alcanzó un 3,5%, el más alto en los últimos 30 años. Esta situación sugiere potenciales aumentos de demanda de energía en momentos en que el crecimiento de la extracción global de combustibles fósiles está llegando a su límite máximo.

El pesimismo de los datos de BP contrasta con el optimismo de otros estudios. Entre ellos está un informe publicado por Jacobson y Delucchi (2009), según el cual el mundo consume unos 12,5 Terawatts (TW) de energía en cualquier momento, y pronostica que para 2030 el consumo será de 16,9 TW. Si se satisficiera la demanda solo con energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, entonces la cantidad total requerida sería menor, unos 11,5 TW, ya que se evitaría la pérdida de eficiencia resultante de la conversión de combustibles fósiles en electricidad. De acuerdo con los autores, el 100% de la demanda mundial de energía podría satisfacerse con las instalaciones de energía renovable indicadas en la Tabla 1.

El estudio fue cuestionado porque no justifica cómo se obtendrían los recursos para fabricar la enorme cantidad de equipamiento necesario ni cómo se resolverían los problemas de intermitencia asociados a paneles solares y molinos eólicos. Sin embargo, es válido para visualizar la magnitud de la

Tabla 1 Instalaciones mínimas necesarias para abastecer con el 100% de energía renovable.

Fuente: Jacobson y Delucchi (2009)

FUENTE DE ENERGÍA (TERAWATTS)	INSTALACIÓN TIPO	CANTIDAD	POTENCIA (MEGAWATTS)	INSTALACIÓN ACTUAL
Agua 1,1 (9% del suministro)	Turbinas mareomotrices	490.000	1	< 1%
	Plantas geotermales	5.350	100	2%
	Plantas hidroeléctricas	900	1.300	70%
Viento 5,8 (51% del suministro)	Turbinas de viento	3.800.000	5	1%
	Energía undimotriz (olas)	720.000	0,75	<1%
Solar 4,6 (40% del suministro)	Paneles solares fotovoltaicos	1.700.000.000	0,003	<1%
	Energía solar concentrada	49.000	300	<1%
	Planta eléctrica fotovoltaica	40.000	300	<1%

tarea a enfrentar si realmente se quiere remplazar toda la energía fósil con energías renovables.

La energía hidroeléctrica y biomasa son bien conocidas, ya que llegaron a su grado máximo de maduración y no tienen mucho para expandirse, por tanto, cualquier crecimiento de renovables deberá ser con base en la energía eólica y solar, las cuales actualmente suman solamente el 3,3% de la producción total de energía. De acuerdo con *Statistical Review of World Energy 2020*, el 84,3% del consumo global de energía proviene de combustibles fósiles, el 4,3% de energía nuclear y el 11,4% de renovables. Por su parte, las renovables sobrepasaron por primera vez la contribución de plantas nucleares, es decir, generan el 10,4% de la producción de electricidad. No obstante, este incremento es muy inferior al aumento total de las energías fósiles en el mismo periodo, por ello, pese al crecimiento de las renovables, estas no remplazan a las energías fósiles.

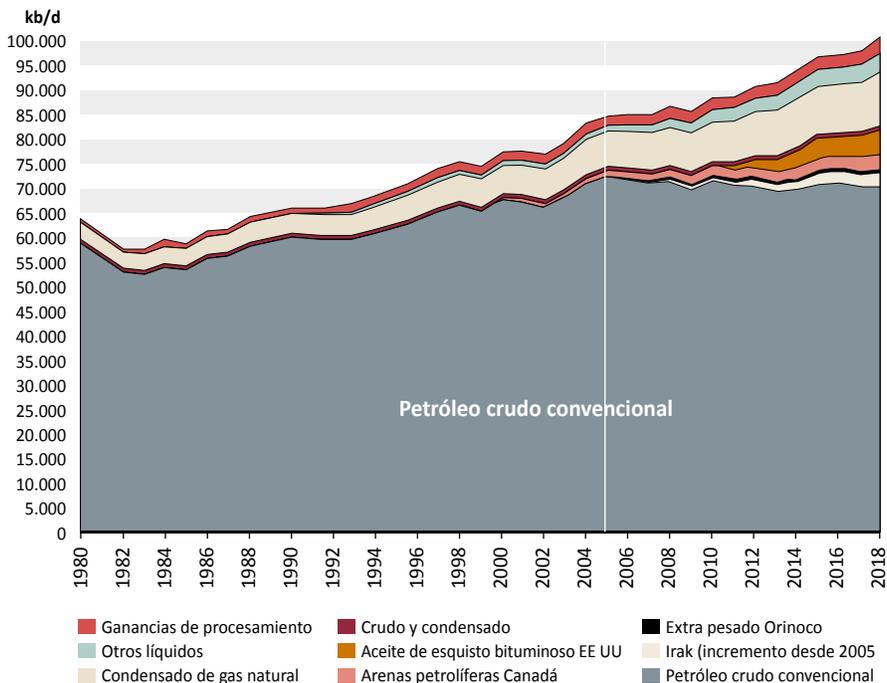
El modelo de desarrollo económico en perpetuo crecimiento necesario para el mantenimiento del sistema capitalista solo puede mantenerse con energía

abundante y barata. Sin embargo, la capacidad del planeta para abastecer estas necesidades está llegando a su fin, tal como lo demuestra el paulatino agotamiento de petróleo convencional en todo el mundo (Mushalik, 2019).

La Figura 1 indica que la producción global de petróleo convencional llegó a su máximo en 2005 y comenzó a decaer hasta que se pusieron en marcha los yacimientos de Irak, con lo cual la producción en 2018 se elevó a tan solo un millón de barriles por día por sobre el pico anterior. Al mismo tiempo, la producción no convencional de Estados Unidos también alcanzó su máximo, por lo cual puede esperarse un decaimiento de la oferta al igual que la demanda, que se encuentra abrumada por una parálisis económica ampliificada por la pandemia de la COVID-19.

Figura 1 Estancamiento de la producción mundial de crudo 2005-2018.

Fuente: Mushalik (2019)



Fractura hidráulica o fracking

Sin embargo, pese a la declinación de las reservas de petróleo convencional, el planeta todavía alberga gran cantidad de petróleo en sus profundidades, pero en condiciones más difíciles y caras de extraer y de menor rendimiento energético. Para acceder a estas se usan métodos extremos, tales como la fractura hidráulica o *fracking*, la explotación en aguas profundas o en el Ártico, todos con diversos problemas ambientales, económicos y sociales.

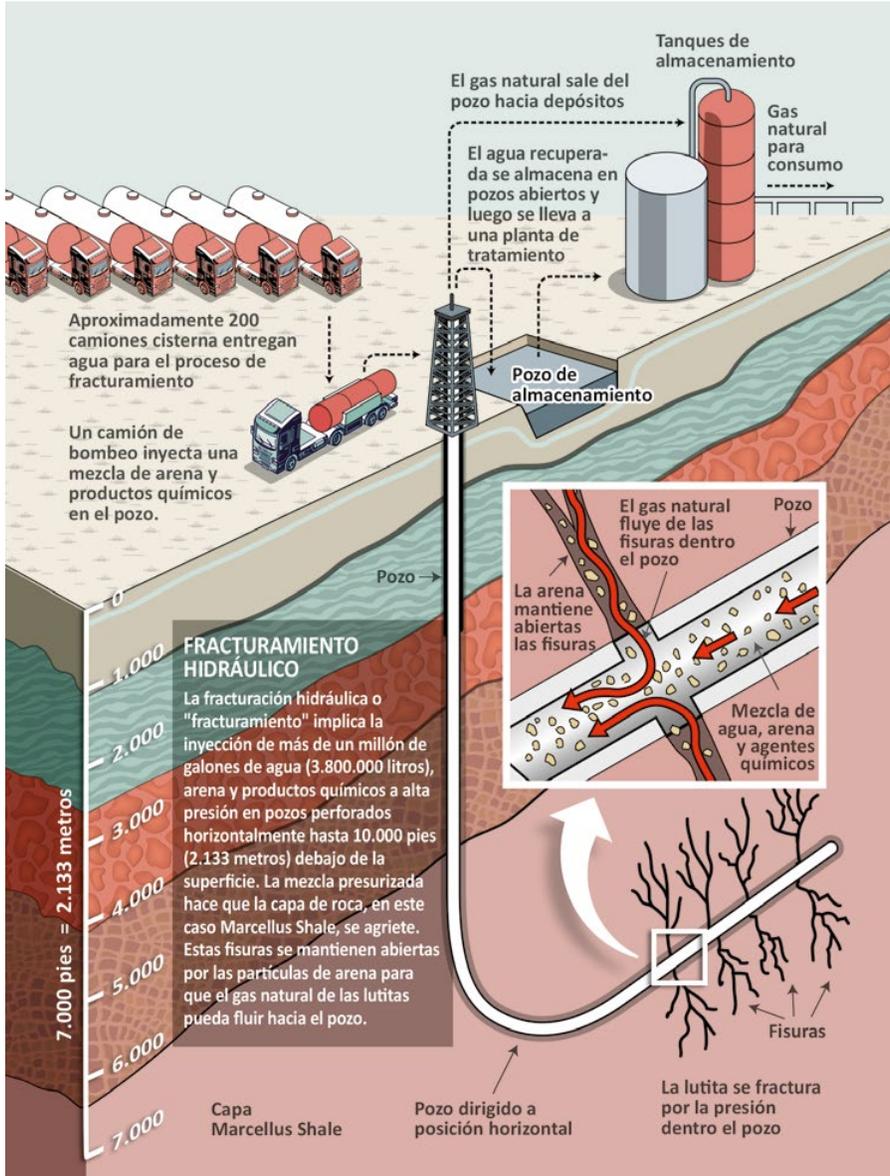
La fracturación hidráulica, junto a la perforación de pozos horizontales, permite acceder a abundantes cantidades de petróleo no convencional, pero trae consigo una variedad de “efectos colaterales”, como las fallas de integridad estructural de las aislaciones (Ingraffea, 2013) que dan lugar a la contaminación del agua, aire y ambiente; el surgimiento de enfermedades relacionadas con la dispersión de productos químicos y el uso abusivo de agua en desmedro de actividades básicas (Concerned Health Professionals of New York & Physicians for Social Responsibility, 2019), y la diseminación de elementos y partículas radiactivas (Li et al., 2020; Brown, 2014; General Accounting Office [GAO], 2012; Environmental Protection Agency [EPA], 2006).

A esto se suma que el petróleo obtenido en general es de baja densidad —grado API elevado—, lo cual dificulta su procesamiento en refinerías convencionales, ya que están diseñadas para procesar petróleo de densidad media. Esto implicaría hacer grandes inversiones para modificar las refinerías o, alternativamente, se tendría que procurar petróleo pesado para mezclarlo con el liviano y así obtener toda la variedad de subproductos de refinería como diésel oil o fuel oil (Baker-Hughes, 2013). De esta manera, se evidencia que la explotación de petróleo no convencional no asegura la independencia de los combustibles fósiles.

La Figura 2 muestra las fisuras abiertas en la roca por acción del fracking, explica la baja productividad de estos pozos y apunta al origen de los problemas económicos en su explotación. El diagrama también evidencia que, para extraer petróleo, primero se debe fracturar la roca a través de la generación de una infinidad de minifracturas por las que fluye el petróleo. Esto significa que el único petróleo que puede fluir es el que se encuentra contenido en

Figura 2 Diagrama de fracking.

Fuente: Redibujado de Manuel (2010)



EJEMPLAR DE USO EXCLUSIVO DEL EQUIPO DE COMUNICACIÓN

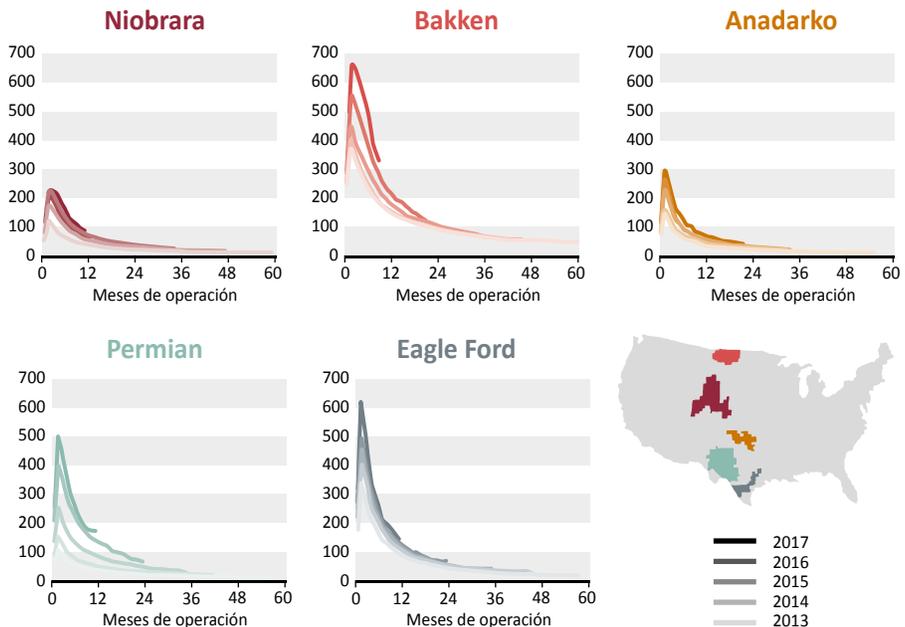
estas fracturas y lo que está fuera no puede fluir, porque la roca generadora es prácticamente impermeable.

La disminución de la producción es tan marcada que un pozo puede perder hasta un 70 u 80% de su productividad durante el primer año y otro tanto en el segundo año, a partir del cual se queda con una producción marginal. Por comparación, la declinación típica en yacimientos convencionales es del 5% por año. Esta característica de los yacimientos no convencionales obliga a las empresas a perforar continuamente para compensar el descenso de la producción de los pozos más antiguos.

La Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, 2018) se mostró optimista con el aumento en la producción de nuevos no convencionales hasta 2017, particularmente por el desarrollo de superfracturas.

Figura 3 Gráficas de la producción promedio en yacimientos no convencionales de Estados Unidos.

Fuente: Redibujado de EIA (2018)



Estas requerían pozos laterales más largos y volúmenes mucho mayores de agua, arena y productos químicos.

Sin embargo, para fines de 2019, antes de la llegada de la pandemia de la COVID-19, el optimismo se desmoronó al comenzar la caída de producción en Permian Basin, el yacimiento más importante de Estados Unidos. La declinación estaba ligada al aumento de la relación gas-petróleo (Adams-Heard, 2019), lo cual indicaba una pérdida de potencia en las formaciones. A esto se sumó el rápido decaimiento de la producción de pozos nuevos perforados ese año, posiblemente debido a interferencias entre pozos productores.

El yacimiento gasífero Barnett Shale en Texas es un ejemplo clásico de la corta vida productiva de estos pozos. Los datos provistos por Texas Railroad Commission y Barnett Shale Information son significativos.

La explotación de Barnett Shale comenzó en gran escala entre 2001 y 2002. Para 2012, al cabo de 10 años, había llegado al pico de producción y actualmente produce menos de la mitad de sus valores máximos (Ver Figura 4). La declinación es tal que prácticamente no se emiten permisos de perforación, como se muestra en la Figura 5.

Figura 4 Producción de gas natural en Barnett Shale hasta septiembre.

Fuente: Texas Railroad Commission (2020)

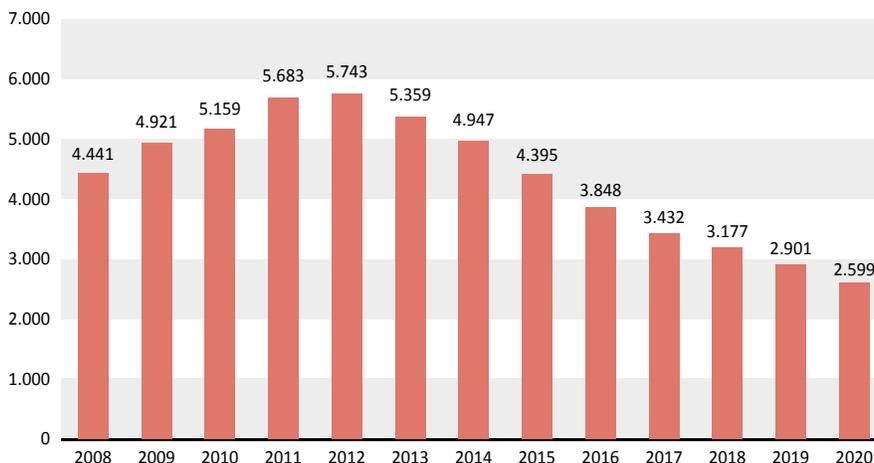
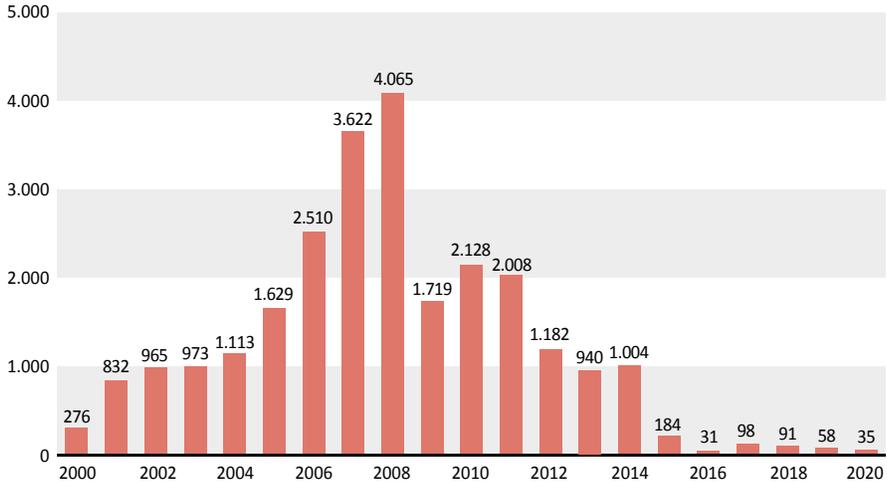


Figura 5 Permisos de perforación en Barnett Shale hasta noviembre.

Fuente: Texas Railroad Commission (2020)



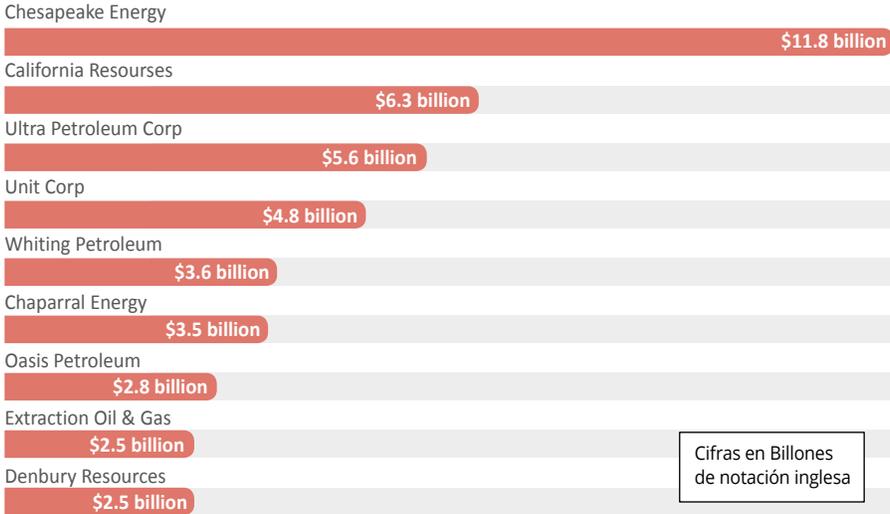
De acuerdo con la experiencia en los yacimientos de petróleo no convencional más desarrollados de Estados Unidos, Canadá y Argentina, la producción total de estos pozos no compensa los costos de su construcción, terminación y puesta en funcionamiento. Esta situación obliga a las empresas a endeudarse para perforar el próximo pozo, en una carrera sin fin para obtener más producción y así pagar sus deudas crecientes con producciones cada vez menores.

Mucho antes de la pandemia de la COVID-19, la industria del fracking ya estaba en graves problemas financieros, lo cual llevó a la quiebra a varias empresas. La Figura 6 señala a las principales compañías en quiebra durante 2020 como consecuencia de la acumulación de deudas impagables. La deuda total acumulada por la industria llega a MUSD 342.000.

El sitio oilprice.com sigue la evolución de la industria e informa que los problemas de esta se manifestaron aun antes de 2020. Indica que en 2018 se declararon en quiebra 43 compañías, mientras que en los primeros nueve meses de 2019, 50 firmas quebraron. En los primeros nueve meses de 2020, 40 empresas cayeron en bancarota, la más grande de ellas, Chesapeake Energy, con una deuda acumulada de MUSD 11.800 (Helman, 2020).

Figura 6 Principales empresas en quiebra durante 2020.

Fuente: Resnick-Ault y Nair (2020)



La caída estrepitosa de la economía debido a la pandemia aceleró un proceso de descomposición del modelo energético que ya estaba en marcha desde mucho antes. Las estadísticas actuales reflejan la fragilidad de este modelo y los riesgos de continuar con su dependencia.

Los intentos de introducir el fracking en nuevas regiones (Bolivia y Colombia), conociendo los inconvenientes causados por esta técnica, permiten cuestionar el sentido de desarrollar una actividad que no se mantiene a sí misma económicamente; que requiere constante ayuda del Estado en forma de subsidios, exención de impuestos e inversión en obras de infraestructura; que contamina mediante la destrucción de ambientes naturales, y que continúa la dependencia de combustibles fósiles, lo que entra en conflicto con compromisos internacionales para la disminución de gases de efecto invernadero. Esta interrogante no puede dejar de lado los intereses económicos en juego, el saldo destructivo para las finanzas, la salud y el ambiente, y el costo irreparable de cerrarle la puerta a alternativas económicas, políticas y sociales que posibiliten mirar el futuro con más optimismo.

Transición energética

Esta es la primera vez que la humanidad se enfrenta a condiciones de pobreza energética y alimentaria juntamente al cambio climático global. Ante este panorama incierto, se evalúan formas de obtención de energía que permitan seguir con el modelo de desarrollo continuo, entre ellas energías renovables y represas hidroeléctricas. Sin embargo, literatura especializada sobre el tema se refiere a varios problemas de consideración.

Energías renovables: solar y eólica

La experiencia con la aplicación de estos métodos enfrenta varias limitaciones: declinación creciente de los elementos y minerales necesarios para su fabricación e instalación; cantidad masiva de paneles y molinos para reemplazar los sistemas actuales basados en combustibles fósiles; imposibilidad de reciclar ciertos elementos críticos; dependencia de combustibles fósiles durante toda la cadena de implementación —extracción de minerales, fabricación, transporte e instalación—, sin solución para el transporte pesado y de larga distancia, y problemas de intermitencia que fuerzan a mantener las usinas térmicas actuales para casos de emergencia.

Earthworks publicó un estudio hecho por la Universidad Tecnológica de Sidney, Australia, (UTS, 2019), que evalúa los distintos metales necesarios para la fabricación de paneles solares, molinos eólicos y baterías para el almacenamiento de energía, ya que estos son los métodos alternativos más desarrollados en este momento. Esta investigación hace una proyección de la demanda de suministros básicos para los próximos 30 años en el caso de que se emprendiera una transición completa hacia la energía renovable. Además, demuestra que las reservas mundiales de los componentes básicos necesarios están muy por debajo de la demanda prevista para ese periodo. Los metales en cuestión son los siguientes:

- Cobalto, litio, níquel y manganeso para la construcción de baterías de ion-litio.
- Tierras raras, como neodimio y disprosio, para la construcción de imanes usados en vehículos eléctricos y molinos eólicos.

- Cadmio, indio, galio, selenio, plata y telurio para la construcción de paneles solares.
- Aluminio y cobre usados en todas las tecnologías.

Dicho estudio indica también que varios de estos elementos tienen reservas limitadas, tal como lo ejemplifica la Tabla 2. Por ejemplo, para 2050 la demanda prevista de cobalto, litio y níquel superará las reservas y en algunos casos también los recursos conocidos. La demanda de indio, selenio y telurio pasará el 50% de las reservas conocidas (UTS, 2019, p. 27), al mismo tiempo que las reservas y recursos conocidos de varios elementos ya reportan signos alarmantes de agotamiento, particularmente la plata, indio, cadmio y selenio.

Por su parte, en su informe al Club de Roma, Ugo Bardi (2013) informa que, asumiendo un crecimiento de extracción del 10% anual, la producción de litio puede durar solo unos 50 años. Nuevamente, esto permite cues-

Tabla 2 Producción, reservas y recursos de metales críticos.

Fuente: UTS (2019, p. 20)

	PRODUCCIÓN ANUAL (TONELADAS)	RESERVAS (TONELADAS)	RECURSOS (TONELADAS)
Aluminio	60,000,000	30,000,000,000	55 – 75,000,000,000
Cadmio	23,000	500,000	6,000,000
Cobalto	110,000	7,100,000	25,000,000
Cobre	19,700,000	790,000,000	3,500,000,000
Disproseo	1,800	1,100,000	1,980,000
Galio	315	110,000	1,000,000
Indio	720	15,000	47,000
Litio	46,500	16,000,000	53,000,000
Manganeso	16,000,000	680,000,000	desconocido
Neodimio	16,000	12,800,000	23,040,000
Níquel	2,100,000	74,000,000	130,000,000
Selenio	3,300	100,000	171,000
Plata	25,000	530,000	1,308,000
Telurio	420	31,000	48,000

tionar la validez de los modelos energéticos basados en reservas finitas de minerales.

Represas hidroeléctricas

La primera represa hidroeléctrica se construyó en 1878, y desde entonces se desarrolló una vasta experiencia respecto a los beneficios e inconvenientes de estas instalaciones. El conocimiento existente sobre las represas hidroeléctricas comprueba que, si bien no se produce dióxido de carbono durante la generación de energía, estas infraestructuras provocan impactos negativos de consideración tanto en el ambiente como en la salud. Por ejemplo: problemas ambientales, ocupación de grandes espacios, alta inversión inicial, dependencia del régimen de lluvias, costo y complejidad de líneas de transmisión, alteración a la migración de peces, perturbación de flora y fauna a ambos lados de la represa, complejidad de la construcción, riesgos sísmicos, emisiones de dióxido de carbono y metano durante su vida útil, impactos a la población originaria en zonas sumergidas, enfermedades incubadas en áreas de reservorio, acumulación de sedimentos, concentración de metil mercurio y bifenilos policlorados (PCB), eutrofización en la represa y aguas abajo (Ebersole, 2015; Burrows, 2016; Abbasi y Abbasi, 1999).

Después de 140 años, el mundo está llegando al límite de capacidad para instalar nuevas represas, ya que casi todos los ríos y saltos de agua fueron aprovechados para estas instalaciones. Por tanto, además de sus impactos negativos, el aporte que puedan hacer las represas hidroeléctricas para una transición fuera de los combustibles fósiles es limitado.

Crecimiento exponencial

La discusión de los aspectos de la transición energética no puede dejar de lado los impactos del crecimiento exponencial de la población, de la demanda de energía, de la producción industrial, de la creación de residuos y correspondiente contaminación.

Apoyada en la revolución verde de la década de 1960 y la disminución de la mortalidad global, la población mundial aumentó a un ritmo vertiginoso llegando a 2,09% en 1970. Esto llevó a duplicar rápidamente la población

del planeta. El ritmo de incremento actual es de 1,05% anual, la mitad de los picos históricos de crecimiento, pero ahora el mundo está viviendo las consecuencias de la superpoblación resultante.

Para 2050 se estima que la población del planeta será de unos 9.800 millones de personas (World Population Clock, 2020). Los datos de la Tabla 3 obligan a pensar en el problema de fondo: la superpoblación. El aumento exponencial puede alcanzar magnitudes difíciles de controlar y, peor aún, de visualizar a tiempo. Independientemente del sistema económico imperante, este incremento demanda un mayor cantidad de energía y suministros para mantener los distintos estándares de vida. Por ejemplo, si se mantiene el ritmo de crecimiento, se estima que la demanda energética será entre 50% y 100% superior a la actual para 2050.

Todo esto lleva a cuestionar el modelo de desarrollo económico impuesto por las necesidades del sistema capitalista y pensar en la necesidad urgente de cambiar dicho modelo con miras a controlar el crecimiento poblacional y sentar las bases para un decrecimiento paulatino. Lo cual implica el desarrollo de economías locales, el fin de la globalización, el cambio de estilos de vida, terminar con el crecimiento sin límites y el cambio de expectativas sobre la prosperidad económica.

Tabla 3 Hitos del incremento poblacional.

Fuente: World Population Clock (2020)

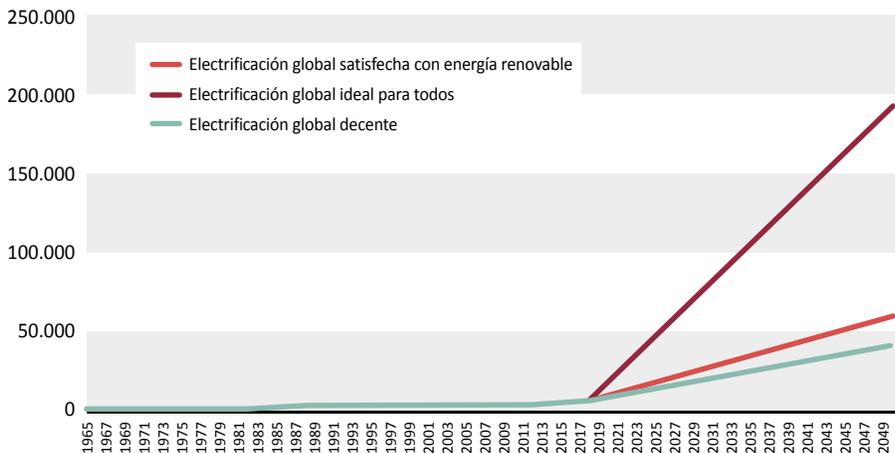
AÑO	POBLACIÓN (MILLONES)	LAPSO (AÑOS)
1804	1.000	
1930	2.000	126
1960	3.000	30
1974	4.000	14
1987	5.000	13
1999	6.000	12
2011	7.000	12
2020	7.800	
2023	8.000	12
2037	9.000	14
2057	10.000	

Proyecciones energéticas

La Figura 7 refleja el crecimiento de las energías renovables, de baja emisión de carbón, de 1965 a 2050 a través de proyecciones en tres escenarios diferentes (Smaje, 2020). La línea gris proyecta el consumo, se asume que los gobiernos adoptan medidas radicales para limitarlo manteniendo un nivel de vida decente para la población. La azul muestra el consumo si es que la demanda actual se satisficiera con energías renovables. Y la naranja perfila el consumo si es que todo el mundo quisiera consumir la misma cantidad per cápita que Australia.

Figura 7 Generación y proyecciones de energía eléctrica de bajo carbono de 1965 a 2050.

Fuente: Smaje (2020)



Como puede observarse, considerando lo poco que se hizo hasta ahora y lo mucho que hay que hacer para una transición completa hacia las energías renovables, será necesaria una profunda transformación económica y social para cumplir con objetivos mínimos en vista de la urgencia actual. Una transición exitosa para 2050 implicará dejar de usar los fósiles y usar el 100% de energía renovable. Esto significa lo siguiente:

- La porción renovable de energía eléctrica, que incluye hidroeléctricas y biomasa, deberá crecer hasta el 100%.
- La energía eléctrica deberá crecer del 18% de producción actual hasta el 100%.
- La producción total de energía deberá duplicarse en caso de mantenerse los ritmos de crecimiento actual.

Por eso, las energías renovables deberán crecer hasta 60 veces para cumplir con los planes de transición. Si bien esto puede ser posible técnicamente, existe una variedad de factores que ponen en duda estos objetivos, entre ellos, tal como se mencionó anteriormente, la magnitud de la cantidad de energía necesaria para mantener la demanda actual.

Philippe Gauthier (2018) explica que impedimentos técnicos, obstáculos físicos y restricciones sociales limitan la posibilidad de implementar energías renovables en la escala necesaria para reemplazar todos los combustibles fósiles. Entre ellos:

1. **Limitaciones de espacio:** para producir un megawatt de energía se necesita cubrir una superficie de una hectárea con paneles solares. En cambio, los molinos eólicos requieren 0,6 ha en forma directa, pero hasta 20 ha cada uno para permitir el flujo del viento sin interferencias. El espacio requerido puede constituirse en un problema a la hora de involucrar a las comunidades, que se verían afectadas con la implementación de estos proyectos.
2. **Recursos:** los combustibles fósiles tienen una gran densidad energética, por tanto, almacenan energía en poco espacio o volumen. En contraste, las energías renovables requieren hasta 10 veces más metales para producir la misma cantidad de energía. Esto lleva a emprendimientos mineros a gran escala que extraen recursos decrecientes, explotan a las poblaciones vulnerables y usan y contaminan fuentes de agua.
3. **Intermitencia:** los molinos eólicos solo producen electricidad cuando el viento corre a velocidades operacionales, ni muy fuerte ni muy despacio. Los paneles solares solo funcionan cuando brilla el

sol. La opción de usar baterías para almacenar energía es limitada por el volumen de material necesario para su fabricación y el tamaño requerido por estas instalaciones.

4. *Imposibilidad de reemplazar algunas aplicaciones de combustibles fósiles:* estos son todavía necesarios para la fabricación de acero, fertilizantes y plásticos. Hay procesos industriales, como la fabricación de aluminio y cemento, que requieren energía en forma ininterrumpida y no pueden adaptarse a la intermitencia de las energías renovables.
5. *Finanzas:* se estima que hará falta una inversión de 14 trillones de dólares para asegurar una transición exitosa para 2030. Sin embargo, hasta ahora las energías renovables no han mostrado grandes incentivos para los inversores, quienes son cautelosos ante la incertidumbre económica.

Todo lo dicho evidencia que existen obstáculos importantes para la implementación de las energías renovables en la escala requerida y así evitar un colapso ecológico, económico y social. Sin embargo, estas dificultades contribuyen a poner en perspectiva la urgencia de una transición energética y la necesidad de la organización colectiva para su implementación.

El objetivo principal de la transición debe enfocarse en limitar el consumo de acuerdo con los límites naturales del planeta, y para ello es imprescindible la colaboración de todos, grandes y pequeños consumidores. Pensar en una reducción del 80% pondría a los grandes consumidores como Estados Unidos, Europa y Canadá al mismo nivel de consumo que había en la década de 1950, lo cual no constituye una proposición descabellada.

Pese a las dificultades para su implementación efectiva, se debe trabajar para favorecer el desarrollo de las energías renovables no solo con el fin de disminuir la producción de gases de efecto invernadero, sino también para ayudar a mantener algunos sistemas esenciales, como los de salud y las tecnologías de información y comunicación. A pesar del consumo desmedido de energía y su gran huella ecológica, los sistemas de procesamiento de datos son hoy en día esenciales para el mantenimiento de sociedades organizadas.

Todo lo mencionado supone replantear los objetivos para la transición hacia energías renovables, estos deben ser más modestos y realizables: quizás usar energías renovables para remplazar el consumo actual de electricidad —20% del total de energía— y reducir el 80% restante a niveles manejables. Lo cual es posible si la población mundial no solo deja de crecer, sino también disminuye a niveles acordes a la capacidad del planeta.

El incremento poblacional imposibilita el planeamiento y control mínimos para el mantenimiento de las sociedades. La prueba está a la vista cuando vemos el mundo sumido en conflictos y peleas por los escasos recursos remanentes. Muchos de estos son problemas sociales y otros políticos que ponen de manifiesto la necesidad de soluciones políticas que guíen esta transición. En esta es preciso tener al ser humano y al planeta como objetivos inmediatos.

De lo expuesto, se concluye que el problema energético es real y va en aumento. La humanidad no solo está expuesta a padecimientos por el suministro de energía, sino a crisis alimentarias. La disminución en la superficie de tierras cultivables, la contaminación y escasez del agua, y la dependencia de fertilizantes y plaguicidas plantean conflictos de difícil solución y que requerirán toda la inventiva e ingenuidad de la humanidad para sobreponerlos.

Teniendo en cuenta las limitaciones crecientes del planeta, el agotamiento paulatino de alternativas energéticas y alimentarias, el cambio climático y el crecimiento continuado de la población y la producción industrial, se hace imprescindible entender las urgencias actuales para planear el futuro con la participación de todos. Sin un entendimiento claro de la coyuntura actual y, sobre todo, de las limitaciones futuras, la deseada transición puede transformarse en un salto al vacío.

BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

- Abbasi S. A. & Abbasi N. (1999). The likely adverse environmental impacts of renewable energy sources. *ScienceDirect*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626199900077X>
- Adams-Heard, R. & Ngai, C. (2019). The Permian gas production problem worsens. *World Oil*. <https://www.worldoil.com/news/2019/12/24/the-permian-gas-production-problem-worsens>
- Baker Hughes. (2013). *Overcoming Shale Oil Processing Challenges*. https://www.worldoil.com/uploadedfiles/datahub/37336_new%20shale_final.031213.pdf
- Bardi, U. (2013). *Extracted – How the quest for mineral wealth is plundering the planet*. Chelsea Green Publishing.
- BP. (2019, junio 11). Statistical Review of World Energy 2019: An unsustainable path. *BP Press Release, 68th edition*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-statistical-review-of-world-energy-2019.html>
- BP. (junio, 2020). Statistical Review of World Energy 2020 <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Burrows, L. (2016). Human Health risks from hydroelectric projects. *The Harvard Gazette*. <https://news.harvard.edu/gazette/story/2016/11/human-health-risks-from-hydroelectric-projects/>
- Brown, V. J. (2014). Radionuclides in Fracking Wastewater. *EHP*, 122(2). <https://ehp.niehs.nih.gov/doi/10.1289/ehp.122-A50>
- Concerned Health Professionals of New York & Physicians for Social Responsibility. (2019). *Compendio de hallazgos científicos, médicos y de los medios de comunicación que demuestran los riesgos y daños del fracking (extracción no convencional de gas y petróleo)* (6ta. edición). http://concernedhealthny.org/wp-content/uploads/2020/02/Traduccion-compendio-fracking-libro_2019_ok.pdf
- Dominish, E., Florin, N. & Teske, S. (2019). *Responsible minerals sourcing for renewable energy* [Reporte preparado para Earthworks por el Institute for Sustainable Futures (ISF)]. University of Technology Sydney. https://earthworks.org/cms/assets/uploads/2019/04/MCEC_UTS_Report_lowres-1.pdf

- Ebersole, C. (2015). Environmental impacts of the Grand Coulee hydroelectric dam. En K. A. Clark, T. R. Shaul & B. H. Lower. (Eds.). *Environmental ScienceBites* (pp. 83-87). The Ohio State University.
- Gauthier, P. (2018). The limits of renewable energy and the case for degrowth. *Canadian Dimension*. <https://canadiandimension.com/articles/view/the-limits-of-renewable-energy-and-the-case-for-degrowth>
- Helman, C. (2020). As Oil Bankruptcies Surge, Vulture Investors Start Their Long Feast. *Forbes*. <https://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2020/10/14/as-oil-bankruptcies-surge-vulture-investors-start-their-long-feast/?sh=487494915067>
- Ingraffea, A. (2013). Fluid Migration Mechanisms Due to Faulty Well Design and/or Construction: An Overview and Recent Experiences in the Pennsylvania Marcellus Play. *Physicians, Scientists, and Engineers for Healthy Energy (PSE)*. <https://www.psehealthyenergy.org/our-work/publications/archive/fluid-migration-mechanisms-due-to-faulty-well-design-and-or-construction-an-overview-and-recent-experiences-in-the-pennsylvania-marcellus-play/>
- Jacobson, M. Z. & Delucchi, M. A. (2009). A Path to Sustainable Energy by 2030. *PubMed.gov*. <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/19873905/>
- Li, L., Blomberg, A. J., Spengler, J. D., Coull, B. A., Schwartz, J. D. & Koutrakis, P. (2020). Unconventional oil and gas development and ambient particle Radioactivity. *Nature Communications*. <https://www.nature.com/articles/s41467-020-18226-w>
- Manuel, J. (2010). *Mining: EPA tackles fracking*. <https://ehp.niehs.nih.gov/doi/10.1289/ehp.118-a199>
- Mushalik, M. (2019). 2005–2018 Conventional crude production on a bumpy plateau – with a little help from Iraq. *Crude Oil Peak*. <https://crudeoilpeak.info/2005-2018-conventional-crude-production-on-a-bumpy-plateau-with-a-little-help-from-iraq>
- Resnick-Ault, J. & Nair, A. S. (2020). U.S. oil producers on pace for most bankruptcies since last oil downturn. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/us-usa-shale-bankruptcy-graphic-idUSKBN26M7EM>
- Smaje, C. (2020). Going Nuclear. *Small Farm Future*. <https://smallfarmfuture.org.uk/2020/12/going-nuclear/>

- United Nations (UN). (2019). *2019 Revision of World Population Prospects*. <https://population.un.org/wpp/>
- United States Energy Information Administration (U.S. EIA). (2018). *U.S. Crude oil production efficiency continues to improve*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36012>
- United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA). (2006). *Radioactive Waste from Oil and Gas Drilling*. EPA 402-F-06-038.
- United States Government Accountability Office (U.S. GAO). (2012). *Oil and Gas: Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks*. GAO-12-732. <https://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>
- World Clock. (2020). *World Population: Past, Present, and Future*. <https://www.worldometers.info/world-population/#pastfuture>

SOBRE LOS AUTORES

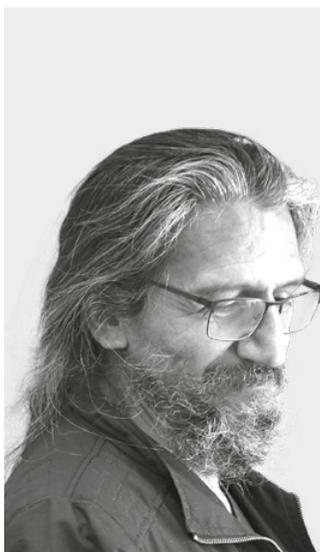


Julio Fierro Morales

Geólogo con maestría en Geotecnia de la Universidad Nacional de Colombia. Docente de la Facultad de Ingeniería y del Instituto de Estudios Ambientales de la UNC. Investigador en geociencias ambientales y director del grupo de investigación Terrae.

Ha estado vinculado a entidades como el Ministerio de Ambiente, la Contraloría General de la República, la Unidad de Parques Naturales Nacionales y la Secretaría Distrital de Ambiente.

Entre sus publicaciones se destacan los capítulos ambientales de la serie “Minería en Colombia” de la Contraloría General de la República.



Pablo Villegas Nava

Tiene estudios de antropología en la Universidad Mayor de San Andrés y salud pública en MSC, Universidad de Malmö.

Autor, entre otras obras, de *Geopolítica de las carreteras y el saqueo de los recursos naturales* (CEDIB, 2013), coautor del libro *Derechos indígenas y ambientales ante el extractivismo en Bolivia* (La Libre, 2019).

Actualmente, es investigador del Centro de Documentación e Información Bolivia (CEDIB) en políticas de recursos naturales con especialidad en geopolítica, extractivismo y pueblos indígenas.

Jorge Campanini

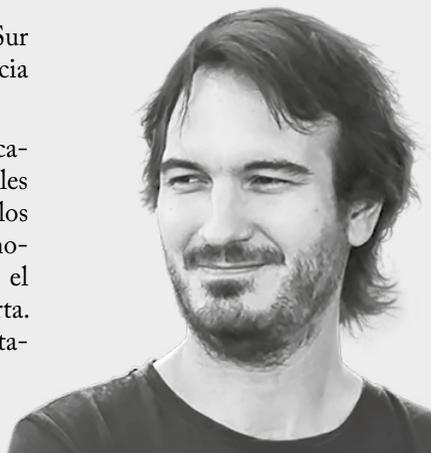
Ingeniero ambiental de profesión y actual investigador en el CEDIB (Centro de Documentación e Información de Bolivia), ONG que investiga sobre el impacto social y ambiental del extractivismo. Previamente, trabajó en la Dirección de Minería de Oruro como técnico de medioambiente, además fue facilitador en conflictos mineros socioambientales en la Dirección de Movimientos Sociales de Oruro. Colaboró con varias publicaciones de análisis sobre la situación de los proyectos mineros e hidrocarbúricos en Bolivia.



Fernando Cabrera Christiansen

Cocoodina el Observatorio Petrolero Sur (OPSur) y coordina el Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES).

Es licenciado en Ciencias de la Comunicación (UBA) y magíster en Ciencias Sociales (UNGS-IDES). Escribió distintos artículos y capítulos de libros en los que critica el modelo energético argentino, en particular el desarrollo del megaproyecto Vaca Muerta. Vive en la provincia de Neuquén en la Patagonia Argentina.





Roberto Ochandio

Licenciado en Geografía de la Universidad de North Texas, Denton, Texas, Estados Unidos.

Trabajó como ingeniero de campo en Hughes Services Company, Argentina.

Estuvo 19 años en la industria del petróleo, en los que realizó tareas como el punzamiento y perfilaje de pozos, mediciones físicas y ensayos de pozos en producción, entubación, cementación, acidificación, fracturación de pozos convencionales, ensayos de terminación, ensayos a pozo abierto, ensayo de pozos en producción con packer inflables.

Veinticinco años de experiencia en la industria de la aviación, especialmente en la elaboración y dirección de proyectos de computación relacionados con operaciones de vuelo.



Centro de Documentación e Información Bolivia

El Centro de Documentación e Información Bolivia – CEDIB es una institución que desde hace más de cincuenta años se dedica al resguardo de la memoria histórica, así como a la investigación y análisis crítico. Protagonizamos la construcción y la transformación estructural democrática, en función del bien común del país, la defensa y promoción de los derechos humanos y de la naturaleza.

Búscanos en:



cedibav



Cedib



cedibolivia



@cedib_com



Cedib Centro Documentación

Comunícate con nosotros:



difusion@cedib.org



+591-76988257



www.cedib.org



MÓDULO FRACKING

¿SALIDA A LA CRISIS ECONÓMICA EN BOLIVIA?

La última década ha estado marcada por la constante fluctuación en torno a la política energética regional, además hemos presenciado importantes fenómenos comerciales de hidrocarburos, vinculados a la presencia de nuevos actores operativos y tecnologías, a la reorientación de las rutas de abastecimiento y a los efectos generados por la pandemia.

Esta reconfiguración es razón de análisis y está cotidianamente presente en la agenda de nuestros países. Uno de estos cambios está ligado al avance de la implementación del *fracking* en el continente, el cual se ha constituido en uno de los principales temas de preocupación de la sociedad civil.

El curso *Crisis, energía e impactos ambientales. Fracking y litio: ¿salidas a la crisis económica en Bolivia?* tuvo la proyección de abordar el tema energético a partir de estos escenarios de múltiples crisis, pero con la idea de incursionar y fortalecer, especialmente, la mirada a partir de lo técnico y científico. Esta premisa fue la base para estructurar un taller que, por sus características, fue bastante ambicioso en intentar entender la problemática regional a partir de caracterizar las dinámicas y particularidades en torno al litio y, en este caso, al fracking.

ISBN