

Extremas

Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica





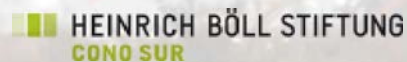
Indice

Qué entendemos por energía extrema.....	4
Anular el espacio a través del tiempo.....	10
La biotecnología al servicio del extractivismo.....	20
Estallando el océano.....	26
Presal: Energía extrema de las entrañas de la Tierra	34
Un iceberg llamado Vaca Muerta.....	44
Colombia: Los pesados amplían la frontera extractiva.....	54
La violencia como modelo.....	64
Orinoco al extremo: la Faja Petrolífera y el Arco Minero, extractivismos de alto riesgo.....	74
Carbón 2.0, otro capítulo de la trama no convencional en Latinoamérica.....	82

Coordinación: Hernán Scandizzo
Diseño: Patricia Peralta
Edición de textos: María Silvia Biacardi
Traducciones: Nancy Viviana Piñeiro y Rosa Santa Isabel
Foto de Tapa: Diego di Risio
Reiteración de tapa: Alexis Vichich

Oilwatch Latinoamérica
www.oilwatchsudamerica.org
coord-owla@oilwatch.org

Esta publicación ha sido posible gracias al apoyo de



Usted es libre para copiar, distribuir y hacer obras derivadas de este trabajo siempre que cite la fuente, bajo los términos de la licencia Creative Commons Atribución 2.5 de Argentina





Incendio de la plataforma Deepwater Horizon/ Nieznany – US Coast Guard

Qué entendemos por energía extrema

POR

Tatiana Roa Avendaño
(Censat Agua Viva - Amigos de la Tierra Colombia)

Hernán Scandizzo
(Observatorio Petrolero Sur Argentina)

● Aún están frescas las imágenes del incendio de la plataforma Deepwater Horizon, cuando perforaba el pozo Macondo en el Golfo de México, en abril de 2010. La explosión dejó once trabajadores muertos y, después de más de tres meses de intensas labores, la petrolera BP logró controlar la situación. Para entonces habían sido vertidos al mar Caribe más de 700 millones de litros de crudo y otros varios millones más de litros de agua de formación. La magnitud del desastre expresa los riesgos que conllevará la ampliación de la frontera extractiva y tecnológica, y es lo que analistas como Michael T. Klare han denominado “energía extrema”. entraña cada vez mayores riesgos geológicos, ambientales, laborales y sociales; además de una alta accidentalidad comparada con las explotaciones tradicionales. La era de los hidrocarburos fáciles de extraer está llegando a su fin, si no lo ha hecho ya. Los objetivos de empresas y gobiernos para sostener la matriz fósil son las formaciones sedimentarias compactas, los crudos pesados y extrapesados, las arenas bituminosas e incluso la recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la aplicación de desarrollos biotecnológicos en pozos agotados.

Este concepto se refiere no sólo a las características de los hidrocarburos, sino también a un contexto en el que la explotación de gas, crudo y carbón

En el mismo combo aparecen los yacimientos en el mar, cada vez más alejados de la costa, en aguas más y más profundas, que son extraídos, en algunos casos, luego de atravesar gruesas capas de sal. También estos

yacimientos están conociendo las “delicias” de la fracturación hidráulica, para revertir la caída de la “producción”. Y el carbón alojado en las profundidades de la tierra, inaccesible para la minería convencional, despierta el interés de gobiernos y empresas, del mismo modo que el gas allí contenido. Miles y miles de toneladas de carbono que serían lanzadas a la atmósfera si esos hidrocarburos son extraídos e inyectados al mercado energético y la industria petroquímica para extender la decadencia de la civilización fósil.

Otra característica de este modelo de extracción extrema es que en muchos casos se trata de gas, crudo y carbón a los que se accede ampliando la frontera extractiva sobre tierras campesinas y de pequeños productores, aguas de pescadores artesanales y territorios indígenas y afrodescendientes. Una expansión acompañada de conculcación de derechos, que da lugar a desplazamientos de población, desaparición de saberes y culturas, así como también a la muerte de economías locales y regionales. Es decir, constituye una amenaza contra la soberanía alimentaria y territorial de los pueblos. Una violencia simbólica y material que es intrínseca a la energía extrema, y que significa además una profundización de la violencia sobre los cuerpos y la Naturaleza no humana. No sólo por la irrupción en ecosistemas frágiles y por profundizar la degradación de los ya impactados, sino también por el empeñamiento en seguir apostando a la matriz energética responsable de la crisis climática y el calentamiento global.

Esta ampliación de fronteras hacia escenarios extremos implica además condiciones laborales de mayor riesgo. Quienes trabajan en esos proyectos no sólo están expuestos a condiciones meteorológicas rigurosas –como sucede en las operaciones en el Ártico o en alta mar– sino también a la toxicidad de los insumos químicos utilizados, por ejemplo, durante fracturación hidráulica, o en los desarrollos biotecnológicos diseñados para incrementar los niveles de extracción y los procesos de transformación de hidrocarburos; pero también a riesgos más altos de accidentes laborales, por ejemplo por explosiones.

Por otra parte, el gas y el crudo alojados en yacimientos profundos y/o compactos, o ubicados en lugares remotos, demandan más infraestructura y despliegue logístico, tanto para llevarlos hasta la boca del pozo como para inyectarlos al mercado. Esto se traduce en la perforación de cientos y miles de pozos, el tendido de ductos, la instalación de compresores, tanques, etc.; en síntesis, una mayor ocupación territorial e industrialización de áreas rurales y del paisaje en general, y la expulsión de las poblaciones que no son funcionales al nuevo uso del espacio.

A ello se suma que cada barril obtenido de estas explotaciones ha requerido un mayor consumo de energía, es decir, su rendimiento es menor. Además, demandó mayores recursos financieros que las explotaciones convencionales, que en muchos casos llegan a la compañía en forma de subsidios estatales, ventajas impositivas y precios sostenidos transferidos desde los bolsillos de la población.



● Ceremonia de bautismo de la Plataforma 52, utilizada para explotar los yacimientos ultraprofundos del presal / Ricardo Stuckert – Agencia Brasil.

Baja del precio del crudo y continuidad de los proyectos extremos

La caída sostenida del precio del crudo muy por debajo de los 100 dólares no se ha traducido en un automático golpe de timón de los gobiernos de la región en sus políticas petroleras, ni ha significado la inmediata inviabilidad de los proyectos de energía extrema en América Latina. Sin duda hay una desaceleración, pero en la medida en que no exista la decisión política y el nivel de movilización para avanzar en la desfosilización de la matriz energética y del modelo productivo (los hidrocarburos

como insumo no energético), estos proyectos representan la nueva frontera ante el agotamiento global de los grandes yacimientos convencionales.

Para seguir en carrera las empresas apuestan a reducir la cadena de costos, es decir, despedir o promover el “retiro voluntario”, bajar salarios, eliminar conquistas laborales (beneficios no financieros: descansos, calidad de la alimentación, etc.), eliminar intermediarios, desarrollar y aplicar innovaciones tecnológicas, entre otras variables. También desde el sector corporativo presionan para que los favorezcan con “políticas de incentivo” como subsidios,

ventajas impositivas y precios internos superiores a la cotización internacional. De esta manera se transfieren los costos financieros –además de los sociales y ambientales– a los usuarios, que pagan la energía y combustible más caros, como ocurre en Argentina. Por otra parte hay que tomar en cuenta que países como Ecuador y Venezuela han tomado préstamos de China respaldados con su crudo, lo que también define la marcha sostenida tanto sobre la Amazonía como sobre la Faja del Orinoco. En el caso de la República Bolivariana de Venezuela, son más de USD 46 000 millones en créditos.

Ecuador y Venezuela han tomado préstamos de China respaldados con su crudo, lo que también define la marcha sostenida tanto sobre la Amazonía como sobre la Faja del Orinoco.

Las fronteras extremas de América Latina

Si bien desde principios de la década y hasta entrado 2014 la mayoría de los países de la región, con más o menos intensidad y convicción, tenían a los hidrocarburos de lutitas y al fracking en sus agendas, esto no se ha plasmado en grandes avances en territorio. A nivel regional el fenómeno del shale sólo ha tenido impacto masivo, o relativamente masivo, en Argentina con Vaca Muerta, mientras que en México, el otro *país estrella*, ha sido menor, y en Colombia hay un firme interés de

las autoridades en avanzar en esa dirección. Sin embargo, tampoco significa que haya desaparecido el interés por las formaciones compactas, el desarrollo de campos de tight sands ha cobrado impulso tanto en Argentina, como en México y el extremo sur de Chile. Los costos de *producción* en arenas compactas son considerablemente menores que los del shale, lo que las vuelve particularmente atractivas para las empresas.



● Otto Candies / USCG Press.

Por otra parte, una frontera que no cesa de ampliarse en la región es la off shore. Brasil desde el descubrimiento del presal, hace una década, apuesta fuertemente a su explotación, incluso las autoridades no le han dado mayor importancia a los bloques con potencial en crudo y gas de lutitas. Éstos tampoco despertaron el interés de las empresas en las últimas rondas de concesiones petroleras. La impetuosa convicción de avanzar hacia el mar emerge también en el conflicto que se suscitó en 2015,

cuando el gobierno federal intentó flexibilizar los sistemas de licenciamiento ambiental para las explotaciones costa afuera, una reforma que fue resistida por los trabajadores de las agencias de control ambiental. Hay que tener en cuenta que en el caso del presal los hidrocarburos se alojan a una profundidad cercana a los 7.000 metros; allí se concentraría el 90 % de las reservas petrolíferas probadas y el 77 % de las gasíferas.

En el mismo sentido, la francesa Total perforó en 2016 un pozo en la plataforma marítima uruguaya, a 200 kilómetros de la costa. Si bien no se conoce la profundidad final, proyectaba atravesar 3400 metros de "columna de agua" y otros 3000 bajo el lecho oceánico en busca de hidrocarburos. Un proyecto extremo que marca un hito en la región, en un país que carece de antecedentes de explotación de hidrocarburos. También Colombia avanza sobre yacimientos en aguas profundas del Mar Caribe, al igual que Nicaragua y Honduras. Chile, por su parte, a raíz de perforaciones exitosas realizadas por la estatal ENAP, apunta a consolidar sus desarrollos *offshore* en el Estrecho de Magallanes, al igual que ampliar las explotaciones de bloques de tight gas en la isla de Tierra del Fuego.

En tanto los crudos pesados y extra pesados son centrales en países de la región como Venezuela, con la Faja del Orinoco, y Colombia, en la región de los llanos. Por otra parte, más allá de las características de los hidrocarburos y de las formaciones que los contienen, tanto la Amazonía como el Chaco Sudamericano constituyen la nueva

frontera por excelencia para Bolivia, Colombia, Ecuador, Paraguay y Perú, avances que se concretan, en muchos casos, sobre territorios de pueblos indígenas, comunidades campesinas y áreas naturales protegidas.

Detrás de los discursos de salvación o abundancia con que son promovidos los diferentes proyectos de energía extrema en nuestros países, están las otras realidades arriba mencionadas. Con estas líneas damos apertura a una serie de artículos sobre el carácter extremo no sólo de los proyectos energéticos sino también de las infraestructuras y finanzas que demanda la reproducción del capitalismo globalizado. ●



● Deepwater Horizon Response.

Cómo citar este artículo:
Roa Avendaño, Tatiana y **Scandizzo**, Hernán (2017). "Qué entendemos por energía extrema", en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.



Por
Nicholas Hildyard
(The Corner House
Reino Unido)

Traducción a cargo de
Nancy Viviana Piñeiro.

Anular el espacio a través del tiempo

Infraestructuras extremas y expansión del capitalismo global

No caben dudas de que la industria de los combustibles fósiles emplea métodos cada vez más extremos –tanto en términos tecnológicos como de opresión humana y ambiental– para asegurarse de que contará con el petróleo, el gas y el carbón necesarios para que sigan girando las ruedas de la acumulación de capital: de allí la expresión “energía extrema”. Sin embargo, ese tipo de “producción extrema” no es exclusiva del sector energético; para extraer los minerales que necesitan, también las compañías mineras se ven forzadas a ampliar las fronteras hacia áreas remotas, en las cuales la naturaleza es intransigente (el medioambiente tiene sus propias formas de rechazo, no cooperación y

resistencia). Esto, a su vez, requiere de nuevas formas de “tecnología extrema” y “finanzas extremas” para arrebatarle los minerales al suelo. Los fabricantes no están menos atrapados: para explotar mano de obra barata deben trasladar la producción a zonas cada vez más alejadas de los puntos de consumo, lo que supone una “infraestructura extrema” para acelerar el proceso de intercambio y, junto con él, la obtención de ganancias.

Nada de lo anterior sucede sin resistencia, tanto del ser humano como de la Naturaleza. Aunque las formas extremas de producción señalan el rumbo que deben tomar las formas globalizadas del capital para expandirse, la

Oleoducto Trans-Alaska / U.S.
Geological Survey Employee

trayectoria final no está escrita en planes maestros elaborados por los ejecutivos de la industria petrolera o minera ni se definirá en deliberaciones intergubernamentales; tampoco se inscribirá en una supuesta lógica aplanadora del capitalismo global, cuya coherencia nunca es tan coherente como proyectan sus teóricos. Esa trayectoria la determinarán los distintos modos de interacción que se den entre los planes mencionados y otros agentes, humanos y no humanos, en el presente y en el futuro. Por lo tanto, puede que una mejor comprensión de las fuerzas sistémicas y las alianzas políticas ad hoc que impulsan la "producción extrema" sea de utilidad para los activistas que luchan contra la "extracción extrema" en sus distintas formas, identificando vinculaciones potenciales con otras luchas y revelando algunas de las indudables vulnerabilidades que suponen para el capital.

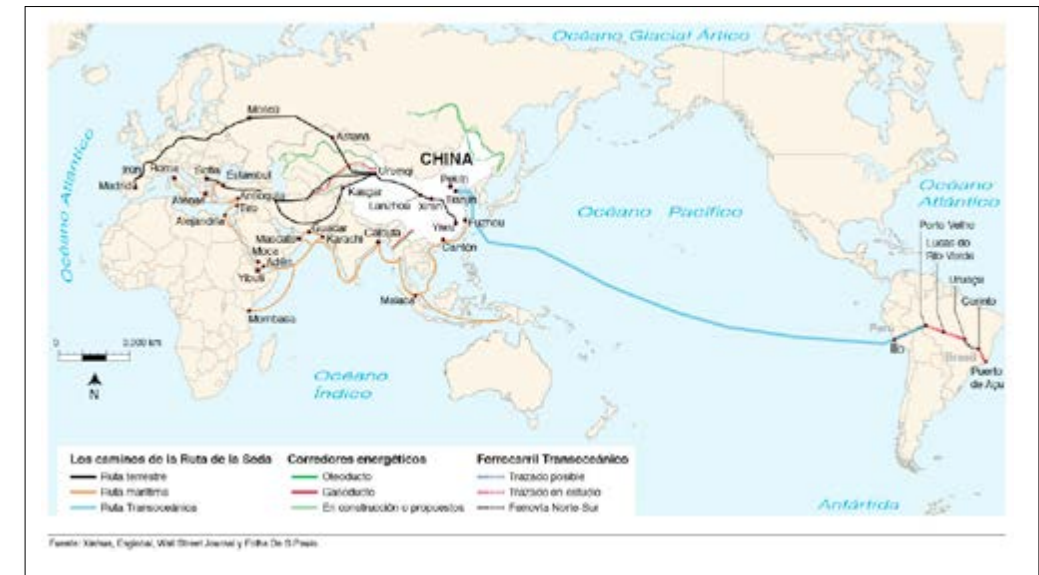
Corredores de infraestructura

Un área que tal vez valga la pena explorar es cómo en la actualidad el capital presiona por la creación de "corredores de infraestructura"; un motivo no menor para estudiar este aspecto es que allí confluyen para hacer causa común distintas vertientes de la "producción extrema": desde compañías de petróleo y gas a conglomerados mineros y de agronegocios y fabricantes que deslocalizan su producción. Ningún continente (habitado) queda excluido. Desde África hasta Asia y desde el Ártico hasta América del Sur, se han diseñado planes maestros de infraestructura para reconfigurar masas terrestres enteras (y los mares que

las conectan) y convertirlas en "centros de producción y distribución", "zonas de tránsito", "corredores de desarrollo", "zonas de exportación", "iniciativas de desarrollo espacial", "interconectores" y "terminales logísticas intermodales". Algunos de esos planes son de escala nacional, otros son regionales y los hay continentales e incluso de escala casi global.

En África se ha iniciado la construcción de más de 30 corredores, principalmente para permitir la extracción de productos agrícolas y minerales. La mayoría están "anclados" en proyectos mineros, pero muchos tienen como ramificaciones secundarias corredores agrícolas auxiliares o desarrollos turísticos. En el sur de África ha comenzado una carrera para construir las rutas que conformarán el corredor más corto posible hasta el mar, desde Copperbelt, en Zambia, y Katanga, una provincia de la República Democrática del Congo rica en minerales. Además, se prevén corredores para mineral de hierro, cobre, carbón, níquel y otros recursos en el norte y centro de Mozambique, Botswana, Ghana, Liberia y Sierra Leona.

No son menos ambiciosos los planes que hay en el tablero para América del Sur. En la actualidad, se han identificado unos 579 proyectos, con un costo estimado de USD 163 000 millones, de los cuales el 89 % incluye caminos, aeropuertos, puertos, vías navegables y esquemas de transporte "multimodales"; 9 % son proyectos energéticos y el resto, infraestructura de comunicaciones. De ese total, se han completado 107 proyectos y 169 están en construcción; el resto se halla en etapa de planificación.



● La ruta de la seda en el siglo XXI

Todos los países asiáticos tienen planes similares. En Indonesia, se promueven seis corredores en el marco de un plan ambicioso de 15 años, por un monto de 1 billón de dólares: el Plan Maestro para la Aceleración y Expansión del Desarrollo Económico de Indonesia. Se prevén más de 1000 proyectos de infraestructura y logística, que incluyen caminos, vías férreas (sobre todo para transportar carbón), aeropuertos y puertos. Cada uno de los seis corredores de interconexión se centra en el desarrollo de industrias claves o recursos naturales (en especial, carbón y aceite de palma) mediante aglomerados industriales y Zonas Económicas Especiales (ZEE). También hay planes en marcha para corredores marinos que conectarían las islas del archipiélago indonesio. Se estima la militarización de las rutas marinas propuestas y la exclusión de pescadores locales.

Pero la estrella de estos intentos de anular tiempo y espacio (y, según sostienen algunos, de las luchas actuales por la hegemonía regional) es el programa chino "One Belt, One Road" ("Un cinturón, una ruta", OBOR, por su sigla en inglés), anunciado oficialmente en 2013. El programa abarca 60 países (es decir, podría incluir a la mitad del mundo) y su propósito es crear una red de zonas de libre comercio conectadas por corredores terrestres y marinos que se extienden desde el Pacífico hasta el Mar Báltico. Su "cinturón" (según denominación oficial, "Nuevo Cinturón Económico de la Ruta de la Seda") está compuesto por cuatro corredores terrestres; entre todos conectarían China con Asia Central, Rusia, Europa, el Golfo Pérsico, el Sudeste Asiático y el Océano Índico. La "ruta" es en realidad un corredor marino (la "Ruta Marítima de la Seda del Siglo XXI") diseñado para unir la costa de

China con Europa por vía del Océano Índico y el Pacífico Sur. El corredor no incluiría solamente el transporte sino, se supone, la explotación minera del lecho marino en el Océano Índico.

Eliminar espacio y tiempo

Existen múltiples dinámicas sociales, ecológicas y políticas que subyacen a este auge de los corredores, pero hay un conjunto de factores que se destaca. Estos se originan en un problema que en el mundo de las finanzas algunos llaman "desconexión producción-consumo". Surge, en parte, de economías de escala que han posibilitado la extracción de depósitos de materias primas para la producción industrial que se encuentran en lugares remotos; en parte, de las distancias cada vez mayores entre esos depósitos y las industrias donde los recursos extraídos se transforman en bienes de consumo; y, en parte, de las distancias entre esos sitios de producción y los lugares donde habita la "clase consumidora global".

El problema no es nuevo. Hace casi 150 años, Karl Marx reveló que cuanto más se expande el capital, mayor es su necesidad de mejorar la infraestructura para "la anulación del espacio por el tiempo".¹ Esa realidad continúa siendo un desafío central para la planificación de infraestructura en aquellos espacios que aspiran a ser politburós globales, como el Banco Mundial. Aunque en su

emblemático informe sobre el Desarrollo Mundial del año 2009, titulado *Una nueva geografía económica* no se mencione a Marx (el resumen de su política es: "Ningún país ha alcanzado la riqueza sin transformar la distribución geográfica de su población y producción con fines de acceso al mercado"), "la anulación del espacio por el tiempo" es el leitmotiv que recorre sus 380 páginas.

La distancia es un tema clave, definido por el Banco no en términos euclidianos, sino como medida de tiempo y dinero y, puntualmente, como "la facilidad o dificultad con que bienes, servicios, mano de obra, capital, información e ideas viajan a través del espacio". La distancia es importante porque también lo es el tiempo. Y este es importante porque cuanto más rápido puedan producirse los productos básicos, mayores serán las ganancias para los capitalistas individuales y más marcada será su ventaja competitiva sobre los rivales.

Para superar las deseconomías del espacio, es necesario construir barcos, camiones, trenes, barcas y aviones de carga más potentes y eficaces. A su vez, estos requieren de una "infraestructura extrema" en forma de sistemas ferroviarios y puertos ampliados o mejorados y caminos más anchos, puentes más grandes, canales más profundos, ríos más rectos y pistas de aterrizaje más largas. Las economías de escala en transporte que resultan de tales procesos estimulan más economías de escala en producción (y viceversa), así se reducen los costos de las materias primas y los productos terminados, se

estimula la demanda y se desencadena otra serie de presiones para reducir los costos comprimiendo tiempo y distancia. De este modo, una ola de innovación genera presiones para que haya más innovación.

A medida que se desarrollan formas de transporte más grandes y veloces y los costos de mover los bienes disminuyen en comparación con otros costos, se reconfiguran las geografías de extracción de materias primas y de producción. Las compañías tienen más opciones a la hora de elegir dónde ubicar sus fábricas, y cada vez son más capaces de trasladarse a cualquier parte del mundo en búsqueda de mano de obra barata, regímenes impositivos favorables o entornos de escasa regulación. El capital puede fragmentar cada vez más los procesos productivos en un grado nunca antes visto, y trasladar la producción más y más lejos, a áreas que prometen mayores ganancias, aun si estas se encuentran a miles de kilómetros de los principales puntos de consumo.

De igual modo, existen fuentes de materias primas remotas que se vuelven comercialmente viables. Hasta la década de 1950, por ejemplo, los altos costos del transporte de mineral de hierro (por lo general, el 60 % de los costos de producción) hacía que las plantas de acero tuvieran que situarse cerca del punto de extracción del mineral. Pero hacia los años 60, los desarrollos en el transporte permitieron que sea competitivo para la industria siderúrgica japonesa transportar enormes volúmenes de mineral de hierro desde Australia, a

una distancia de 8000 kilómetros. Hacia los años 80 se fabricaron buques de carga que duplicaban en tamaño a los anteriores; esto permitió que Japón importara hierro desde la nueva mina de Carajas, en el Amazonas brasileño, a una distancia de 19 300 km, "por menos dinero del que necesitaba la US Steel para transportar su mineral de hierro por los Grandes Lagos" (Bunker y Ciccantell, 2005).

A medida que se desarrollan formas de transporte más grandes y veloces y los costos de mover los bienes disminuyen en comparación con otros costos, se reconfiguran las geografías de extracción de materias primas y de producción."

En la actualidad, las distancias entre puntos de producción y puntos de consumo suelen ser enormes, y suponen múltiples viajes y formas de transporte. Por ejemplo, para producir una computadora de escritorio estándar se ensamblan unos 4000 componentes fabricados por hasta 250 proveedores diferentes, cuyas variadas fábricas se encuentran, probablemente, esparcidas en áreas de mano de obra calificada barata, sobre todo, en Asia. Al mismo tiempo, esos componentes dependen de minerales extraídos por todo el mundo. Solo el revestimiento de un monitor común contiene componentes fabricados a partir de azufre, zinc, plata, bauxita, oro y una serie de minerales cuyos nombres los conocen únicamente los mineralogistas: alunita, azurita, boronita, enargita,

1 En: Marx, Karl (1980). *Elementos fundamentales para la crítica de la economía política: (Borrador) 1857-1858*, Volumen 2. Siglo XXI (N. del E.).



● Mike Kelley

cerargirita, rejalgara y tetraedrita; todos ellos extraídos o procesados en países que suelen estar a miles de kilómetros del lugar donde se ensamblará la computadora, y mucho más lejos de donde se va a comprar y utilizar.

Para exprimir ganancias de lugares de producción tan dispersos geográficamente, las compañías han venido adoptando con mayor frecuencia los sistemas de inventario “justo a tiempo”; un motivo no menor es reducir los costos de almacenamiento tradicionales. Para ello, utilizan con eficacia camiones, trenes y barcos como depósitos móviles.

Así, una demora en el transporte de componentes puede ocasionar grandes pérdidas económicas. De modo similar, las economías de escala que hacen que minas como la de Carajas en el Amazonas sean comercialmente viables necesitan “enormes depósitos de mineral de alta calidad para llenar los barcos con regularidad y con una demora mínima en puerto” (Bunker y Ciccantelli, 2005). En los cálculos de las cadenas mundiales de fabricación, “cada día en viaje marítimo, en el que un país dista del importador, reduce la probabilidad de traer bienes manufacturados de ese país en un 1%” (Banco Mundial, 2009).

Finanzas extremas

En la actualidad, las presiones combinadas de las economías de escala, la deslocalización de la producción, la extracción de petróleo, gas y minerales de áreas cada vez más remotas, el crecimiento de la “clase consumidora global” y los sistemas de entrega “justo a tiempo” inciden en el auge de los corredores.

Pero la infraestructura extrema es costosa: necesita “finanzas extremas”. Muchos de los proyectos individuales y, ciertamente, los esquemas más amplios en su totalidad necesitan más recursos de los que pueden obtenerse mediante las formas clásicas de infraestructura financiera.

Tomemos por caso los proyectos mineros que se planifican como inversiones ancla para gran parte de los corredores en África. En el pasado, las compañías mineras, por lo general, financiaban la infraestructura especial que conectaba “de la mina al puerto” a partir de sus propios balances, si bien solían obtener garantías de bancos de desarrollo multilaterales y exenciones impositivas y otros subsidios de los estados. Pero eso ha dejado de ser una opción para la mayoría de las nuevas minas. Las rutas son demasiado extensas y la escala de la infraestructura, demasiado costosa, sobre todo para las minas pequeñas y medianas, como para que un único operador la financie por sí mismo. Un estudio de la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial detectó solo un proyecto minero “financiable”

como proyecto puramente privado (di Borgo, 2012). Los costos también superan las posibilidades de muchos gobiernos nacionales y bancos privados, incluso cuando operan en conjunto. Si bien algunos proyectos podrían financiarse incluyendo fuentes de financiamiento multilaterales, como el Banco Mundial, estas no podrían cubrir todos los proyectos que necesita el capital para su “anulación del espacio por el tiempo”.

En el mundo existe una enorme brecha entre el financiamiento disponible para infraestructura nueva y los montos que supuestamente se necesitan. Algunos calculan que deberán recaudarse entre 50 y 70 billones de dólares hasta el año 2030, de los cuales el 37 % sería para obras de infraestructura en países emergentes. Eso equivale a conseguir entre 0,5 y 1,5 billones por año, por encima de lo que se está gastando en la actualidad, y eso únicamente para caminos, vías férreas, puertos, aeropuertos, vías marítimas y telecomunicaciones. Escuelas, hospitales y otro tipo de infraestructura social se considera por separado. El déficit sólo en el sector de transporte se estima en USD 260 000 millones por año hasta 2030. El déficit en el sector energético es aun mayor: unos USD 530 000 millones por año (OCDE, 2015). Un estudio realizado para la reunión de líderes del G20 en 2015 fue contundente: “Las fuentes tradicionales de financiamiento no serán suficientes para superar estos déficits de financiamiento” (Banco Mundial *et al*, 2015).



● Ejes de integración y desarrollo previstos por la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de Sudamérica (IIRSA). Mapas: James Onnig.

Al igual que en el pasado, el capital no tiene muchas otras opciones más que tratar de extender los recursos de financiación de los que puede valerse. La sociedad por acciones, por ejemplo, surgió en parte para recaudar las grandes sumas de dinero necesarias para financiar la infraestructura en la década de 1860 (como señaló Marx, sin la sociedad por acciones “el mundo carecería todavía de ferrocarriles”, le hubiera llevado demasiado tiempo a cualquier capitalista individual acumular el capital necesario para su construcción). Así también surgieron los bancos multilaterales de desarrollo y los préstamos de consorcios bancarios para financiar la infraestructura poscolonial en el Sur Global.

Hoy, el capital debe moverse de manera similar para aprovechar nuevas fuentes de financiamiento —en esta instancia, mercados de capitales más amplios— si quiere evitarse su implosión. De allí las nuevas alianzas que construyen las compañías de petróleo y gas, las mineras y otras, con nuevos actores financieros, en especial, fondos de capital privado. De allí también que los gobiernos rediseñen la infraestructura financiera para hacerla más atractiva a los ojos de inversores privados garantizando flujos de ingresos, brindando compensaciones por nuevas leyes que pudieran afectar las ganancias, y otras medidas similares. Lo anterior también explica el auge de las alianzas público-privadas (centrales

para cada uno de los corredores propuestos, y de hecho cada vez más importantes para el financiamiento de proyectos individuales de “energía extrema”), que son al mismo tiempo un incentivo para los inversores privados y la piedra angular sobre la que pueden construirse otras formas extractivas de financiamiento.²

La incapacidad de obtener las sumas necesarias por parte de los inversores genera una gran vulnerabilidad para los corredores que necesita el capital y, como tal, ha convertido al financiamiento de “infraestructura extrema” en un potente escenario de lucha incipiente. Esto podría ofrecer espacio para nuevas alianzas entre quienes cuestionan los corredores, los proyectos de “energía extrema” y otras formas de “extractivismo extremo”. Para las personas cuyos modos de vida no se organizan en torno a sistemas de distribución “justo a tiempo”, sino que se basan en el derecho colectivo de sobrevivir, no caben dudas de que vale la pena explorar más a fondo las vinculaciones mencionadas. ●

●
2 El autor hace referencia a la creación de nuevos productos financieros para extraer ganancias, como los “bonos para proyectos” o los préstamos agrupados (N. de la T.).

Fuentes:

- Bunker, S. G. y Ciccantell, P. S. (2005). *Globalization and the Race for Resources*, Baltimore, The Johns Hopkins University Press.
- di Borgo, P. (2012). *Shared Mining Infrastructure: Too Good to be True? Trends, Challenges and Opportunities for Private Financing of Mining-Associated Transport Infrastructure in SSA*, Washington, DC, IFC, 2 de febrero.
- Banco Mundial (2009). *Una nueva geografía económica*, Informe sobre el Desarrollo Mundial 2009, Washington, DC, Banco Mundial.
- Banco Mundial / FMI / OCDE (2015). *Capital Market Instruments to Mobilize Institutional Investors to Infrastructure and SME Financing in Emerging Market Economies: Report for the G20*.
- OCDE (2015). *Official Development Finance for Infrastructure: Support by Multilateral and Bilateral Development Partners: OECD Report to G20 Finance Ministers and Central Bank Governors*, septiembre de 2015.

Cómo citar este artículo:

Hildyard, Nicholas (2017). “Anular el espacio a través del tiempo”, en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

La biotecnología al servicio del extractivismo

● *La manipulación de organismos vivos en laboratorios para contribuir al sostenimiento del modelo de agronegocio es un hecho conocido, las semillas transgénicas son una realidad no deseada. En cambio poco se sabe sobre desarrollos de biología sintética aplicables a la extracción de hidrocarburos. Recientemente el Grupo ETC publicó un informe sobre el tema, cuyas consecuencias aún resultan difíciles de mensurar. Entrevistamos a Verónica Villa, integrante de esa organización, quien nos explica cómo los laboratorios que realizan tales investigaciones pasaron de ser críticos de la civilización petrolera a transformarse en un sostén de esa industria.*

Poco a poco, desarrollos de la biología sintética orientados a la extracción o procesamiento de hidrocarburos son aplicados de manera experimental fuera de los laboratorios, a pesar de que sus

impactos son difíciles de medir. Este tema, que ha logrado pasar desapercibido para la mayoría de los movimientos sociales y órganos regulatorios, fue abordado por el Grupo ETC, que trabaja a nivel global y que en América Latina tiene base en México. Uno de los objetivos de esta organización es investigar las nuevas tecnologías, sobre todo agrícolas, y sus impactos sobre los pueblos. Ejemplo de ello es *La biología sintética y las industrias extractivas*, informe que explora las nuevas formas de modificación genética y su cruce con las actividades extractivas, en particular con la industria petrolera. Verónica Villa, una de las responsables de la publicación en castellano, se refirió al trabajo realizado.

–¿Qué es la biotecnología e históricamente para qué se ha empleado?

–Quienes están en el negocio argumentan que las comunidades humanas siempre

han usado las transformaciones biológicas, que todo es biotecnología, y que por ello no deberíamos ser tan críticos. Entonces una primera distinción, que a mí me gusta mucho hacer, es que hay una biotecnología que corresponde a un desarrollo de las fuerzas productivas en bien de las comunidades; pero también hay un punto de quiebre en el que la biotecnología ha sido secuestrada, ha sido formada a imagen y semejanza del desarrollo capitalista. Ese es además un proceso que podemos encontrar en todo el avance de la ciencia y de la tecnología. Entonces, la biotecnología como la conocemos hoy en día está dominada por empresas privadas y está ocupándose de servir a negocios. Incluso cuando dicen que hay un desarrollo que va a ser muy bueno para la salud, resulta que está privatizado desde antes, y ya es inaccesible para la mayoría.

–Dentro de ese marco, ¿qué es la biología sintética o ingeniería genética extrema?

–Lo sintético tiene dos acepciones. Por un lado se está refiriendo a algo que no es natural, como cuando dices esto es sintético, no es de algodón o de otra materia orgánica. Y la otra acepción se refiere a que es una síntesis de procesos. Entonces la biología sintética se llama así porque se está refiriendo a una biología a la que no le importa el curso de los procesos naturales en los metabolismos de los seres vivos, sino que mediante manipulaciones busca que esos metabolismos sigan el camino que se les indica para obtener un producto industrial, como puede ser un ingrediente activo. Ahí viene su relación con la ingeniería genética extrema: la biología sintética resume procesos, los altera, los manipula, los obvia.

Un ejemplo puede ser la vainilla sintética. Tú puedes poner una levadura o un microorganismo a que fermente un líquido azucarado, sintetizando los procesos que haría la planta de vainilla para producir esos ingredientes activos y obtener un sustituto de vainillín, que es el ingrediente que brinda el sabor a la vainilla. Por eso también la biología sintética se ubica como una rama de la bioingeniería, porque asume premisas mecanicistas para manipular los seres vivos, todo esto asistido por computadoras.

–¿Cómo se ha desarrollado la biología sintética, qué usos se le ha dado?

–Las industrias involucradas en la biología sintética descubrieron el camino de sustituir compuestos botánicos por ingredientes biosintetizados para el mercado cosmético y farmacéutico. Eso implica, claro, desplazar todo ese primer eslabón de suministros de materias primas que, como sabemos, se encuentra muchísimas veces en comunidades agrarias. A eso nosotros le llamamos la segunda ola de la biología sintética.

Y la tercera ola de la biología sintética es la que se refiere a ayudar a las industrias extractivas. Es muy curioso de ver, primero sus impulsores criticaban a la industria petrolera porque, según ellos, trataban de sustituir la suciedad de la economía petrolera. Y ahora resulta que se ponen a servirlos directamente.

Microbios para los hidrocarburos

Los pioneros de la biología sintética en un comienzo se vistieron de verde. El razonamiento era que se podía sustituir



● Grupo ETC

el petróleo con agrocombustibles de producción fácil, porque la celulosa de la biomasa sería predigerida por microbios alimentados con azúcar. También quisieron lograr un auge de biocombustibles derivados de algas. Los directivos de las compañías de biología sintética criticaban directamente la alta emisión de gases de efecto invernadero de los combustibles fósiles, según consigna el informe del Grupo ETC. “Alan Shaw, director ejecutivo de la compañía de biocombustibles de biología sintética Codexis, afirmaba que la tecnología de su empresa ‘posibilitaría la transición de una economía basada en el petróleo hacia la economía del azúcar’, y que ‘la biotecnología es la fuerza primordial de la transición de la dependencia del petróleo del siglo XX a lo que será la dependencia del azúcar en los siglos XXI y XXII’.

–¿Cómo se dio ese cambio de enfoque de la biología sintética, de ser crítica al petróleo a transformarse en su aliado?

–En un primer momento, se dieron cuenta de que la demanda enorme de

combustibles fósiles iba a ser imposible, en términos de masa crítica, de ser remplazada por combustibles de biomasa. En un segundo momento advirtieron que es más fácil imitar los productos de la petroquímica secundaria y patentarlos. Finalmente entraron al negocio de la extracción mejorada de hidrocarburos con microbios, con la novedad de que serían microbios manipulados genéticamente para hacer un trabajo óptimo en la recuperación de reservas de gas y petróleo de más difícil acceso. Entonces, claro, es un viraje muy importante en el negocio porque se dieron cuenta de que hay muchas nuevas formas de hacer retroceder el pico del petróleo pues, por un lado, se puede extraer la mayoría de las reservas, que son no convencionales y, por otro lado, los microorganismos de diseño pueden “refinar” gases para obtener nuevos productos.

Entonces fue meramente un movimiento de negocios, en el que se aliaron la vieja guardia petrolera como la Shell, BP, Total, con las empresas

nuevas enfocadas en biología sintética como Calysta, Intrexon y Coskata.

–¿Qué técnicas de la biología sintética se usan hoy en la industria petrolera?

–La biología sintética se puede entender también como una plataforma biológica para la transformación de un compuesto a base de carbono en otro, utilizando organismos vivos que los “procesan”. Una de estas técnicas es la refinación biológica con fermentación gaseosa que usa el metano y el gas de síntesis como materia prima para refinar combustibles y producir plásticos y otras sustancias industriales.

La biotecnología ha sido secuestrada, ha sido desarrollada a imagen y semejanza del desarrollo capitalista.

–Es decir, estos organismos se introducirían para que, digamos, coman el gas y defequen sustancias de refinado, como plástico.

–Así es, esa es la utopía de estas empresas. Y el otro uso que se le podría dar es el de minería mediante microbios, lo que mejoraría las técnicas de extracción directa. Si uno revisa las investigaciones se da cuenta de que los microbios que se alimentan de gas metano, los metanótrofos, fueron objeto de atención de estas empresas para manipularlos.

Hay que considerar que entre el 40 % y el 60 % del petróleo es muy difícil de extraer y se tienen que utilizar técnicas de recuperación terciaria. Entonces los microbios diseñados con biología sintética ayudan a su recuperación degradando

el petróleo y haciéndolo fluir más fácil. Por eso se llama “recuperación mejorada de hidrocarburos vía microbiana”. La técnica ya existía, pero lo nuevo es que ahora son microbios alterados genéticamente con biología sintética. Todo esto está en una fase más experimental, que también incluye la investigación para utilizar microbios mineros que puedan transformar crudos pesados en aceites más ligeros, y microbios metanógenos para convertir el carbón en gas.

¿Burbuja microscópica?

–¿Qué tipos de empresas son las que promueven estas investigaciones?

–Entre los grandes inversionistas de la biología sintética hay seis de las diez mayores trasnacionales petroleras, seis de las diez mayores de los agronegocios, seis de las diez mayores químicas y las siete mayores farmacéuticas. Y también hay iniciativas públicas como el programa de Reducción de Emisiones mediante Organismos Metanotróficos para la Energía del Transporte (Remote, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de Estados Unidos, que tiene como objetivo la captura de gas de reservas no desarrolladas vía *fracking* y otros métodos de extracción de petróleo y gas por medio del uso de técnicas de biología sintética.

–Considerando la necesidad de financiarización a través de la bolsa que tienen las compañías petroleras, y el riesgo que significa un descenso de reservas, ¿crees que este tipo de investigaciones, más allá de su aplicación real, puede tener como objetivo que las

compañías se muestren “vivas” en el mercado a través de nuevas técnicas?

–Sí, por supuesto, toda la especulación en la bolsa de valores es muy importante, incluso si la tecnología no es un éxito comercial o si nunca se pone en operación. El documento se ocupa también de enfatizar cómo esto brinda argumentos a toda la ideología de las falsas soluciones al cambio climático, porque dicen, en el caso de los metanótrofos, que van a atrapar el gas y ya no se va a quemar en el aire. Entonces se plantean dentro de las famosas técnicas de captura y almacenamiento de carbono, presentadas en los esquemas de remediación y mitigación del cambio climático que están obteniendo subsidios. Entonces, tienes una industria como la del *fracking*, súper contaminante, pero que se va a lavar la cara hablándole a sus socios de la biología sintética para que le den los bichitos que van a atrapar el gas, argumentando que con estas técnicas es posible tener un balance negativo o emisiones netas en cero.

–¿Cuál crees que son los mayores riesgos de la utilización de la biología sintética?

–Están los riesgos que ya mencionamos para la agricultura o el extractivismo. Por ejemplo, si sustituyen los insumos que las comunidades campesinas producen o se abren nuevas fronteras para plantaciones de caña o maíz para sacar azúcares que alimenten estos microbios, habría una tremenda disrupción de las economías locales. Y también destrucción ambiental, porque además para cultivar en forma de monocultivo tienes que usar más fertilizantes, más plaguicidas, etc.

Además de todo eso, tienes que pensar en el modo en que esto va a interactuar con un organismo vivo. Los riesgos que está tomando un puñado de empresas tienen que ver con cosas que pueden ser irreversibles, como que se escapara [en el medio natural] un organismo alterado que nunca ha existido y del cual no se sabe cómo será su interrelación con otros procesos realmente naturales. Una vez que sucede, ya no se puede retroceder. Por eso estamos tratando de dar esta discusión en nuestras organizaciones, en nuestras bases.

Desde el Grupo ETC abogan por la precaución y, sobre esa base, declarar una moratoria al intento de sostener a la industria petrolera a través de la manipulación de organismos vivos. “No podemos dejar las cuestiones éticas y morales que entraña la manipulación de la vida sin discutirlo de manera democrática”, subraya Verónica Villa.

Fuente:

Grupo ETC (2015). *La biología sintética y las industrias extractivas*. Cuaderno 113, diciembre.

Cómo citar este artículo:

Gutiérrez Ríos, Felipe (2017). “La biotecnología al servicio del extractivismo”, en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

Por
Roberto Ochandio
(Geógrafo, ex trabajador
petrolero e Ingeniero
de Campo, Argentina)

Estallando el océano

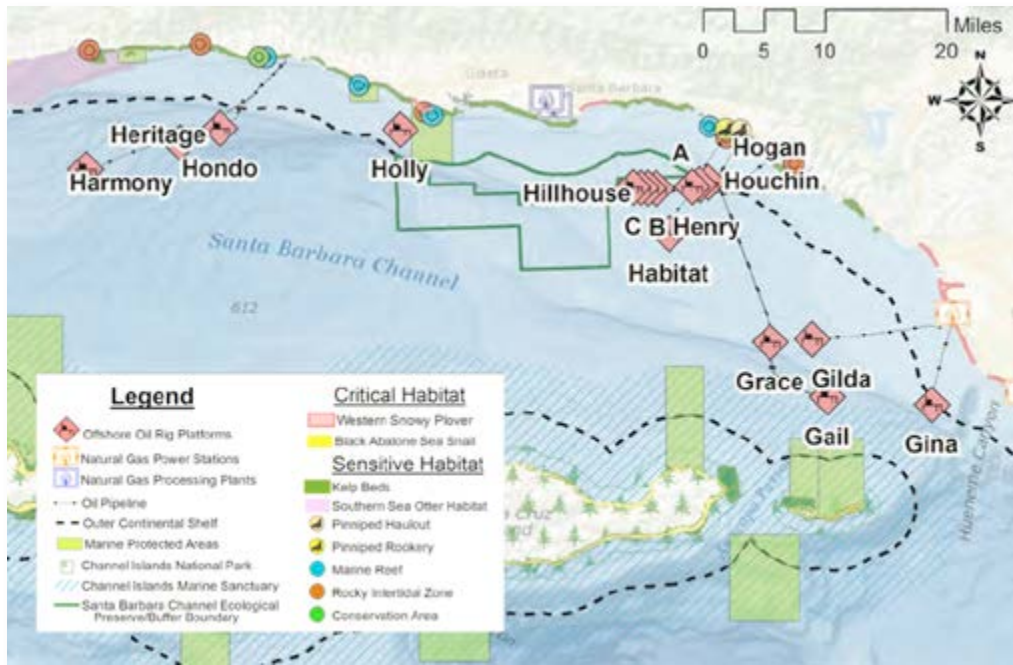


Al igual que en tierra firme, los yacimientos en el mar son cada vez más difíciles de descubrir. Las nuevas reservas de petróleo y gas costa afuera no alcanzan a cubrir el agotamiento de energía debido al consumo creciente de la humanidad. Con esto en mente, los gobiernos no dudan en autorizar el método de fractura hidráulica para maximizar la extracción en pozos offshore.

La perforación en el mar comenzó en 1896 en California, EE. UU. Desde entonces la industria desarrolló métodos que le permitieron alcanzar yacimientos en aguas cada vez más profundas y en condiciones más adversas. Por ejemplo, en el Uruguay, a 250 km de la costa, acaban de realizar un pozo en aguas de 3400 metros de profundidad, que alcanzó los 3000 metros bajo el lecho marino (IPS, 9/06/2016). Los equipos y tecnología necesarios para estas perforaciones son extremadamente caros, en algunos casos su utilización demanda la erogación de hasta

un millón de dólares por día (National Commission, 2011: 2). Por esta razón es necesaria una altísima productividad de los yacimientos a fin de justificar las inversiones.

De la misma manera que para las explotaciones en tierra firme, la industria offshore se autocontrola. El *American Petroleum Institute* (API), organización creada por las mismas compañías petroleras, es la máxima autoridad que rige los destinos del sector en todo el mundo. Los gobiernos aceptan su potestad para regular y crear las normas de seguridad. Sin embargo, una vez más, las prioridades de la industria marchan a contrapelo de las necesidades de la sociedad y de una realidad marcada por un calentamiento global sin precedentes. En tal sentido, las normas del API no son tan estrictas como para afectar los intereses económicos de las empresas que lo financian (National Commission, 2011: 228-229).



● Sitios de fractura hidráulica en alta mar en el Canal de Santa Bárbara - FracTracker Alianza)

La basura bajo la alfombra

La explotación de hidrocarburos en el mar conlleva una serie de riesgos dado el ambiente hostil donde desarrolla sus actividades. A la plataforma móvil de perforación le siguen plataformas fijas de producción, que reciben la extracción de los pozos, hacen una limpieza primaria del petróleo extraído –separando el agua de formación salobre– y el dióxido de carbono (CO²) del gas natural, y la bombean a tierra a través de miles de kilómetros de cañerías.

El agua salobre se vuelca al mar y el CO₂ se inyecta en formaciones permeables profundas a través de un pozo paralelo, siguiendo procedimientos conocidos como Captura

y Almacenamiento de Carbono. Sin embargo, este confinamiento no está garantizado a través del tiempo, dado que no hay certeza de que el sello impermeable que encapsula el CO₂ no se vea afectado en el futuro y permita pérdidas de este gas. Es decir, el método es un ensayo experimental a gran escala pero sin garantías de suceso (van der Tuuk Opedal, Nils et al., 2013). En otras palabras, es equivalente a “esconder la basura bajo la alfombra”.

Los pozos en el mar comparten los problemas de los pozos en tierra: fallas en la cementación de cañerías, pérdidas a través de cementaciones defectuosas o a través de roturas en cañerías y roscas, y corrosión generalizada

(Vengosh, Avner et al., 2011). Todas las estructuras marinas están expuestas a la corrosión de manera permanente desde el momento que son instaladas, por lo que requieren una inspección constante y métodos de protección catódica para demorar lo más posible el efecto de deterioro. Aun así la vida útil de las instalaciones es muy limitada (Technical Report, 2006).

Fractura hidráulica en pozos offshore

Al igual que en tierra firme, los yacimientos en el mar son cada vez más difíciles de descubrir. Las nuevas reservas de petróleo y gas costa afuera no alcanzan a cubrir el agotamiento de energía debido al consumo creciente de la humanidad. Con esto en mente, los gobiernos no dudan en autorizar el método de fractura hidráulica para maximizar la extracción en pozos offshore. Por su parte, la industria se enfrenta a requerimientos de distinta naturaleza. Como en todo proyecto extractivista, se impone la necesidad de maximizar la producción para aumentar su rentabilidad. Al mismo tiempo, las características geológicas de algunas zonas fuerzan el uso de distintas técnicas para mejorar la productividad de los pozos.

En el Golfo de México las formaciones de hidrocarburos consisten mayormente en rocas areniscas no consolidadas. En estas condiciones la arena se desprende de las rocas disminuyendo la permeabilidad efectiva de las formaciones y bloqueando el flujo de los

hidrocarburos hacia el interior del pozo. Para solucionar este inconveniente se usa una técnica llamada frac packing, que consiste en inyectar un bajo volumen de fluidos a baja presión para fracturar las rocas a poca distancia del pozo. Durante esta operación se inyecta una arena gruesa para impedir que la arena fina de las rocas tapone los orificios y herramientas del pozo. El volumen de agua y productos químicos requerido es inferior al usado en la fractura de rocas no convencionales; sin embargo el informe de la compañía Schlumberger afirma que más de 65 % de las operaciones de control de arena en el Golfo de México se hace usando esta técnica, por lo que su aplicación generalizada implica un riesgo creciente de contaminación ambiental (Schlumberger, 2002: 40).

A los problemas comunes a todos los pozos de petróleo offshore ahora se le suman los ya conocidos de la fractura hidráulica: uso de compuestos químicos tóxicos, contaminación del aire, generación de desperdicios, uso de cantidades masivas de agua potable. Estas operaciones implican el uso de productos químicos no identificados más ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico utilizados para mejorar la permeabilidad de las rocas e inyectados en el pozo a altísimas presiones en ambientes hostiles.

Fuego en el golfo

El más notable de los derrames petroleros en el Golfo de México ocurrió en el 2010 cuando se incendió la plataforma petrolera Deepwater Horizon. En el informe de la Comisión Investigadora de este accidente se destaca la acumulación de errores por parte de BP, la compañía dueña del pozo –antes conocida como British Petroleum–; del personal de Transocean, empresa dueña del equipo de perforación; y finalmente, de Halliburton, encargada del trabajo de cementación de la cañería de entubación. Como siempre, no hubo una razón única para el desastre. Halliburton usó una lechada de cemento inapropiada para las condiciones del pozo. Para ahorrarse los costos, el gerente de BP ordenó no hacer un perfil de adherencia de cemento, el cual habría detectado las fallas en el fondo del pozo que luego derivaron en la surgencia incontrolada. Los operadores de Transocean no supieron interpretar las variaciones de presión resultantes de los ensayos de hermeticidad. Finalmente, cuando comenzó la erupción descontrolada de gas también falló, por falta de mantenimiento, la válvula de seguridad (BOP) que debería haber cerrado completamente el pozo y parar la fuga de gases (National Commission, 2011: 89-127).

La magnitud de la operación excedió la capacidad de control de la agencia estatal Mineral Management Services (MMS), encargada de supervisar

y controlar la perforación. En todo momento hubo fallas de comunicación entre los distintos agentes involucrados y los agentes del gobierno. Como consecuencia del accidente, la MMS fue cerrada y se creó el Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), con más autoridad y campo de acción. Sin embargo, como si nunca nada hubiera ocurrido, la nueva agencia federal autorizó la perforación masiva y fracking en las costas de EE. UU.

Esta serie de errores fatales ocurrieron en un país con todos los medios y la experiencia para controlar los problemas. Comparando la legislación de EE. UU. con la de México, su vecino y compañero de aventuras petroleras en el Golfo de México, se nota la diferencia en las regulaciones. Si en los EE. UU. la regulación deficiente no se puede implementar efectivamente, en México la legislación y controles son directamente inexistentes (Greenpeace México, 2012: 21).

En el incendio de la plataforma petrolera Deepwater Horizon fallecieron 11 operarios y fue la mayor catástrofe ecológica en los EE. UU. Se derramaron unos 4,9 millones de barriles de petróleo (780 000 m³) que contaminaron 1728 kilómetros de costa y afectaron un número incontable de especies marinas y costeras. El daño a las economías locales, dependientes de la pesca y el turismo, fue incalculable, dejando miles de personas sin trabajo.

Pero el accidente en el Golfo de México no fue el único. Hubo catástrofes equivalentes tanto en el Mar del Norte como en Indonesia, México y Brasil. En todos los casos la contención de los derrames y las tareas de emergencia se vieron dificultadas por el ambiente inhóspito en que se

desarrollan estas perforaciones. Las plataformas marinas quedan fuera del alcance de helicópteros por lo que solo se puede acceder mediante embarcaciones. Las olas y el viento complican tanto el abastecimiento de suministros como el relevo de personal o la atención médica.



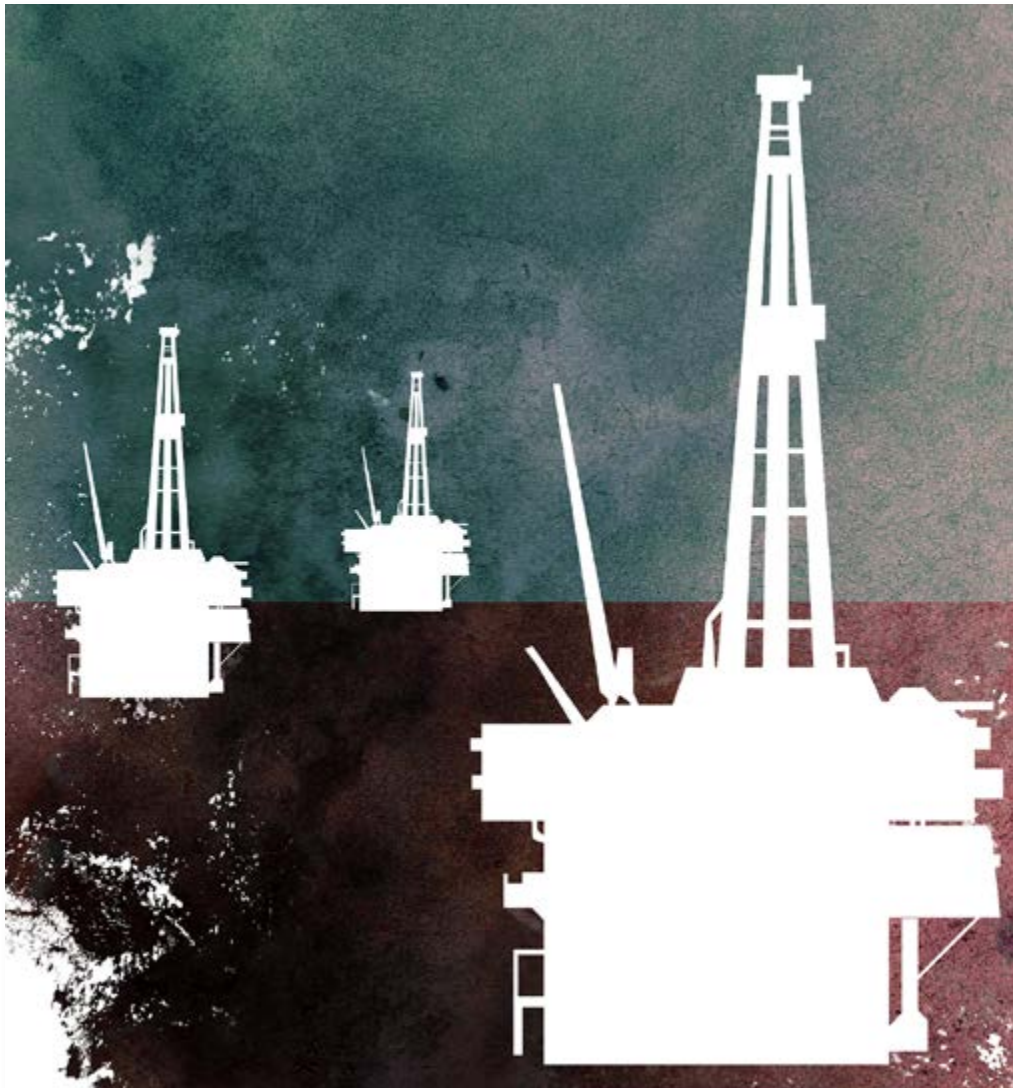
● Buques ayudan en la perforación del pozo de alivio de Deepwater Horizon en el Golfo de México. Crédito: AP Photo / Patrick Semansky

Las compañías operadoras están autorizadas a volcar los desechos tóxicos de la fractura hidráulica en el mar (Truthout, 24/06/2016 y NPDES, 23/01/2014). Esto ocurre tanto en las costas de los EE. UU. como en perforaciones no convencionales en las costas del Reino Unido (The Guardian, 15/06/2016). La única restricción se aplica cuando los

residuos contienen rastros de petróleo. En tal caso, se los debe acumular en grandes piletas donde se separa el petróleo del agua antes de volcarla al mar. En general esta separación comienza con una inspección visual para verificar que el agua de las piletas no muestre residuos aceitosos en su superficie. De esta manera, se habilita la descarga de

productos tóxicos en zonas muy sensibles y que ya están afectadas por la actividad del ser humano (Center for Biological Diversity, 2014). El Golfo de México, por caso, está altamente contaminado no solo por el volcado de fertilizantes, pesticidas y residuos químicos de la agricultura sino también por la industria petrolera.

A esto se deben agregar los riesgos a los que está sometido el personal. Típicamente un operario en plataformas trabaja en largos turnos de hasta 20 horas diarias, lo cual, según las estadísticas, aumenta hasta siete veces las posibilidades de morir en accidentes de trabajo (Oil + Gas Monitor, 13/09/20).



● Jared Rodriguez para Truthout.org

Fuentes:

Center for Biological Diversity (2014). *Troubled Waters. Offshore Fracking's Threat to California's Ocean, Air and Seismic Stability*. September, USA.

Greenpeace México (2012). *Perforar aguas profundas. La gran estupidez*. México.

Inter Press Service (IPS) (2016). *Uruguay busca un futuro petrolero en sus aguas ultraprofundas*, 9 de junio.

National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011). *Deep Water – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling*. Report to the President. January, USA.

NPDES (National Pollutant Discharge Elimination System) (2014) *General Permit for Offshore Oil and Gas Exploration, Development and Production Operations Off Southern California*, 79 Fed. Reg. 1643, 23 de enero.

Oil + Gas Monitor (Jeffrey Raizner y Doyle Raizner LLP) (13/09/2013). *Offshore Fracking Injuries*.

Schlumberger, (2002). *Frac Packing: Fracturing for sand control*.

Petroleum Safety Authority Norway (PSA) (2006). *Technical Report, Material Risk – Ageing Offshore Installations*.

The Guardian (2016). *UK fracking firm plans to dump wastewater in the sea*, 15 de junio.

Truthout, M. L. (2016). *Obama Administration Approved Gulf Fracking During Deepwater Horizon Disaster*, 24 de junio.

van der Tuuk Opedal, Nils et al. (2013). *Potential Leakage Paths along Cement-Formation Interfaces in Wellbores; Implications for CO2 Storage*. Science Direct.

Vengosh, Avner et al. (2011). *A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States*. *Environmental Science & Technology. Critical Review*. August, USA.

Cómo citar este artículo:

Ochandio, Roberto (2017). "Estallando el océano", en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.



Construcción de la plataforma P-51 FPU, que opera en el Presal - Keppel Corporation.

POR

Beto Loureiro, Daniela Meirelles, Flávia Bernardes, Fabíola Melca y Marcelo Calazans
(FASE Espírito Santo, Brasil)

Traducción del portugués:
Rosa Santa Isabel.

Presal:

Energía extrema de las entrañas de la Tierra

Pelean España y Holanda por los derechos del mar, el mar es de las gaviotas y de quien lo sabe navegar.

Leila Diniz

1) El tiempo humano y el tiempo geológico

Descubierta en 2006, la llamada "provincia" brasilera del presal abarca un área de 800 km de extensión y 200 km de ancho a lo largo de la costa atlántica de los estados de Santa Catarina, Paraná, Río de Janeiro y Espírito Santo. Según la clasificación de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), incluye las cuencas sedimentarias de Santos, Campos y Espírito Santo. Se trata de la reserva más grande de crudo encontrada en el planeta en los últimos 10 años, con estimados de 80 a 170 mil millones de barriles (¡obvio que no se puede uno fiar de ese tipo de cálculos!). A título de comparación, en 2014

las reservas probadas de petróleo más grandes estaban en Venezuela, 298,3 mil de millones de barriles.

Si consideramos que incluso en tierra, en un ambiente que se supone más controlable, o en profundidades más superficiales, la prospección, extracción, transporte y almacenamiento de petróleo y gas tienen una altísima complejidad y riesgo, con frecuentes accidentes, explosiones, derrames; ¿qué decir de una explotación petrolera a 300 km de la costa, con olas de hasta 12 metros, corrientes de 2 nudos, a 7 mil metros del pelo de agua, perforaciones sometidas a alta presión y temperaturas de hasta 150° C?

Debajo de la extensa capa de sal del Atlántico Sur, en condiciones de temperatura y presión extremas, las reacciones fisicoquímicas permitieron la formación de cadenas de hidrocarburos provenientes de la descomposición de la vida orgánica que se originó en Gondwana, su

inmensa fauna y flora, sus microorganismos del zoo y fitoplancton. Ese fenómeno ocurrió tanto en la costa brasilera como en la africana.

Se calcula que la formación del presal, considerada la frontera más importante de explotación de petróleo en Brasil, se originó entre 100 y 130 millones de años atrás, con la lenta separación de los continentes americano y africano. Ante el tiempo geológico, la Historia y la Prehistoria de la Humanidad pasan en un instante. Al fin y al cabo, ¿qué son 150 mil años de homínidos, o 2500 años de Occidente, o 2016 años de Era Cristiana, o incluso 300 años de Capitalismo, comparados con el tiempo de la Tierra? Si los fantasmas de ese corto pasado histórico todavía rondan los territorios mentales e infrasubjetivos de las sociedades posmodernas del siglo XXI, ¿qué decir de ese abismo temporal más profundo, con el tiempo de la Tierra?

2) Brasil adicto: presal como droga prima

Con el precio del barril por encima de los USD 100, el presal, que supone un enorme desafío en términos de explotación, se convirtió en la principal inversión del Estado, de Petrobras y del Ministerio de Minas y Energía en los gobiernos de Luiz Inácio Lula Da Silva (2000-2010) y Dilma Rousseff (2011-2014). El plan de negocios de la empresa Petrobras para 2013-2017 preveía inversiones de USD 236,7 mil de millones. El Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE) 2014-2024 pronosticaba un incremento del 121,7 % en la producción de petróleo, subiendo de

2,3 a 5,1 millones de barriles/día y 65,2 % en la producción de gas natural, subiendo de 87,4 a 144,4 millones de m³/día. Con la asociación de su nombre al del país-nación sede del mundial de fútbol y de las Olimpiadas, con intensa propaganda por la radio, la televisión y la web, el slogan de la empresa era bastante claro: "Petrobras: el desafío es nuestra energía".

Sin tener al menos un plan de contingencia mínimo, no importaba cuán extrema era la energía del presal. Apoyada en una poderosa superestructura de medios, de simbolismo nacional en pleno desarrollo, Petrobras podía desafiar cualquier riesgo, costara lo que costara. Al mismo tiempo, montaba una enorme infraestructura petrolera, orientando las demás inversiones públicas y privadas, moviendo una economía y una sociedad cada vez más dependiente del petróleo. Puertos, refinerías y complejos petroquímicos; astilleros, sondas, barcos y plataformas; ductos y tanques, unidades de tratamiento de gas y carreteras. Y a la par, los sectores asociados a la minería, siderurgia, metalurgia; además del sector bélico, para "proteger el presal" con la compra de aviones de caza y proyectos de un submarino nuclear.

En 2014 Brasil estaba en el 13º lugar de producción mundial de petróleo (2,3 millones de barriles/día) y en el 5º lugar de consumo mundial de petróleo (3,2 millones de barriles/día). En el período de 2004 a 2014 aumentó un 57 % su consumo interno. En 2016, después de 10 años de su descubrimiento, el presal alcanzó la producción de 1 millón de barriles por día (bpd), llegando al 40 %

de la producción de petróleo de Brasil, obtenida de 52 pozos productores, según Petrobras.

La disminución del precio del barril a partir de 2014 y la crisis económica y política acabaron con el sueño de un Brasil petrolero, llevando a la quiebra a estados y municipios que dependían de esa expansión, como Campos y Macaé, en el norte de Río de Janeiro, además del sur de Espírito Santo, Bahía, Río Grande do Sul, Pernambuco, Ceará. Con el despliegue de lo que se llamó "petrolão" en la Operación Lava Jato¹ del Ministerio Público Federal, se aclaró toda la estrategia política de gobernabilidad y de pactos de poder, sostenida, en buena medida, por la "propina" derivada de las inversiones del Estado y de Petrobras, en alianza con las oligarquías políticas regionales, el sector financiero y las grandes constructoras. Considerando apenas esas "propinas", la empresa reconoció en su informe financiero de 2014 un perjuicio de más de USD 1 mil millones. La deuda de Petrobras llegó a cerca de USD 200 mil millones. Su valor de mercado en 2002 era USD 15 mil millones; en 2010, USD 350 mil millones y en 2016 es de USD 70 mil millones.

Sin recursos para las grandes inversiones necesarias para la explotación del presal, en la subasta de nuevos bloques exploratorios, sin dar ningún debate profundo con la sociedad, el gobierno buscó "atraer" a grandes petroleras internacionales. Dilma todavía en la presidencia del país, en medio de la crisis, con varios directores de Petrobras, políticos y empresarios encarcelados, comienza un proceso gradual de privatización y venta de activos dentro de un plan de desinversión y apropiación privada de significativos recursos de la petrolera de bandera por parte de empresas constructoras y políticos del bloque hegemónico o de la oposición. La crisis económica se agudizó y deshizo el pacto político de gobernabilidad que hasta entonces sostenía a Dilma.

Como presidente interino, Michel Temer y su futuro ministro, José Serra,² anunciaron un proyecto de ley que reducía al 30 % la participación obligatoria de Petrobras en la explotación de presal. Según afirmó el actual presidente de Petrobras, Pedro Parente, en una entrevista con radio CBN (21/09/2016), la explotación del presal es viable económicamente aun con el precio del barril a

1 N. del E.: Operación *Lava Jato*, también conocida por *Petrolão*, es una investigación de corrupción llevada a cabo por la Policía Federal de Brasil. Se hizo pública el 17 de marzo de 2014, con la ejecución de más de un centenar de órdenes de prisión y arrestos, que alcanzó a un amplio abanico de la dirigencia política y empresarial del país, con el objetivo de investigar un esquema de lavado de dinero sospechado de mover más de 10 000 millones de reales brasileños.

2 N. del E.: Dilma Rousseff fue sometida a juicio político, separada de su cargo. El proceso lo inició una comisión especial de la Cámara de Diputados por considerar que había indicios de haber cometido "delito de responsabilidad". Sin embargo la principal acusación no fue por el escándalo de sobornos en Petrobras sino por violar normas fiscales y maquillar el déficit en el presupuesto. Durante el proceso la mandataria fue reemplazada por Michel Temer, quien luego de la destitución de Rousseff continuó al frente de la presidencia y nombró a Serra como ministro de Relaciones Exteriores.

alrededor de USD 40, considerando que en el inicio de la explotación la perforación de un pozo podía tardar 330 días, y en 2016 ese tiempo se redujo a 90 días. Con la privatización de TRANSPETRO, responsable del transporte y la red de ductos, la venta de 66 % de Carcará a STATOIL de Noruega y la inversión en China –a pagar con barriles de petróleo–, además de las nuevas subastas anunciadas para 2017, queda claro el camino adoptado por el nuevo gobierno en relación al presal y a Petrobras.

3) Los licenciamientos ambientales: ¡por el derecho a decir no!

En los últimos años, el proceso de licenciamiento ambiental es incisiva y repetidamente atacado por el gobierno y por las empresas petroleras. A través de todos los medios se irradia un discurso de racismo ambiental, en el cual las poblaciones tradicionales, ambientalistas, académicos y técnicos independientes de instituciones públicas son acusados ante la sociedad de ser los principales obstáculos a los sucesivos planes de aceleración de la economía (PAC).

La legislación ambiental, la consulta previa, los estudios e informes de impactos socioambientales, las audiencias públicas, los planes de contingencia y monitoreo, las restricciones y sus compensaciones: para el Estado y las empresas, son los principales “enemigos” del empleo y de la economía brasileira. ¡La misma naturaleza, incluso especies endémicas de reptiles y anfibios, son considerados obstáculos al desarrollo!

Para el Estado, el licenciamiento de las operaciones del presal debe ser un proceso rápido, dado que se espera que sea el principal agente de aceleración de toda la economía. El caso del licenciamiento del Polo Presal, de la Cuenca de Santos, es bastante ilustrativo en este aspecto. Se trata de la cuenca sedimentaria más grande del mar brasileiro, desde Arraial do Cabo, en Rio de Janeiro, hasta Florianópolis, en Santa Catarina. Solo en esta área operan 8 plataformas, las primeras pruebas fueron realizadas en 2009 y la puesta en producción definitiva en 2010, en el Campo de Lula (FPSO Ciudad de Angra dos Reis).

Los técnicos de la Coordinación General de Petróleo y Gas (CGPEG) y del Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (IBAMA), responsable de otorgar la licencia ambiental de todas las operaciones de petróleo y gas en el mar brasileiro, propusieron que los licenciamientos de esas actividades fueran efectuados de manera integrada, acumulativa y sinérgica, en contraposición a una evaluación individual y aislada de los impactos de cada uno de los emprendimientos. En un primer momento, tanto Petrobras como la dirección de licenciamiento de IBAMA consideraron pertinente la propuesta dado el alcance y magnitud espacial y temporal de los impactos del conjunto de las operaciones petroleras previstas en esa cuenca sedimentaria. Además, debían pesar en esa evaluación los principios fundamentales de precaución y prevención, así como la transparencia y el consentimiento de los pueblos amenazados.



● “Yemayá está en contra del Presal!”, intervención en Praia do Arpoador, Río de Janeiro -Campanha Antipetroleira Nem Um Poço a Mais.

Según la Asociación de Empleados Federales del IBAMA de Río de Janeiro (ASIBAMA-RJ), durante cinco audiencias públicas con intensa participación de la sociedad civil regional, se incorporaron distintos proyectos ambientales, con características socioeconómicas, identificación y monitoreo de impactos previsibles, principalmente para las poblaciones *quilombolas*³, de pescadores

e indígenas que viven en la región. Petrobras aceptó la orientación de los Términos de Referencia e inició una serie de reuniones con el Foro de Comunidades Tradicionales que participaba del licenciamiento. Después de la primera licencia emitida, la empresa, con el apoyo de la dirección de IBAMA, empezó a cuestionar todo el proceso cerrando así el diálogo, incumpliendo de forma unilateral los acuerdos establecidos y los condicionantes.

●
3 N. del E.: Se llama *quilombolas* a los habitantes de comunidades rurales –*quilombos*– formadas por descendientes de africanos esclavizados que mantienen una fuerte identidad cultural y viven, en su mayoría, de la agricultura de subsistencia. Los quilombos surgieron como comunidades de refugio/resistencia creadas por quienes lograban huir de las haciendas durante el período esclavista en Brasil.

En una carta pública de noviembre de 2015, ASIBAMA-RJ denunció: “Vamos a analizar los hechos y el lamentable rol que Petrobras acaba de protagonizar: 1) la empresa se compromete a desarrollar un proyecto que pueda hacer frente

a las deficiencias del estudio de impacto ambiental existente y proporcionar información calificada en próximos procesos de licenciamiento ambiental, incidentes en la misma región y con efectos acumulativos importantes; 2) la licencia previa es emitida por IBAMA sobre la base de ese compromiso; 3) Petrobras adopta distintas iniciativas que hacen creer que está tomando providencias para la ejecución del proyecto; 4) sobre la base de esas iniciativas, CGPEG recomienda e IBAMA emite la mayoría de las licencias de instalación y operación previstas en la etapa 1 del Polo Presal; 5) finalmente Petrobras, después de más de 2 años del establecimiento de los condicionantes, presenta un recurso ante la Dirección de Licenciamiento solicitando que fueran canceladas”.

La dirección de concesión de licencias de Petrobras, en contra de su propio equipo técnico, atropella todos los ritos y normas, incumple acuerdos con comunidades tradicionales, quita valor a la consulta previa y, por otro lado, transforma en incondicionales las instalaciones y las operaciones petroleras.

13 nuevos “desarrollos de la producción y flujo”, y siete nuevas “pruebas de larga duración” con el FPWSO⁴ Dynamic Producer y el FPSO⁵ BW Ciudad de São Vicente. El valor total era de R\$ 120 millones. Además, el licenciamiento del campo de Libra, que preveía cinco pruebas de larga duración con el FPSO Pioneiro, e inversiones superiores a R\$ 6 mil millones. La dirección de concesión de licencias de Petrobras, en contra de su propio equipo técnico, atropella todos los procedimientos y normas, incumple acuerdos con comunidades tradicionales, quita valor a la consulta previa y, por otro lado, no le pone límites a las instalaciones y las operaciones petroleras.



● Marcelo Rampazzo.

También en la segunda etapa del licenciamiento, Petrobras demuestra total irresponsabilidad con intención de duplicar la producción nacional hasta 2017, dando un salto de 10 a 23 en el número de plataformas en la Cuenca de Santos. Se trataba de megaproyectos que estaban siendo analizados: se preveía la instalación de

-
- 4 N. del E.: Floating Production Workover Storage and Offloading (FPWSO). Navíos-plataformas de producción, intervención de pozo, almacenamiento y descarga.
- 5 N. del E.: Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO). Unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencia de petróleo construida a partir de un buque.

A través de un comunicado, ASIBAMA-RJ denuncia “los rumbos peligrosos para el licenciamiento ambiental en Brasil” y aclara el ritmo desenfrenado de esa expansión: “La retirada unilateral de proyectos ambientales que condicionaban la Etapa 1 de presal y la postura del director de licenciamiento con relación al retraso en los cronogramas de los proyectos ambientales de la Etapa 2 indican que los intereses de las empresas se están superponiendo a los intereses de los demás grupos” (05/09/2015).

IBAMA demostró el poder de una dirección unilateral y subordinada a los intereses de las empresas al reducir la participación de la sociedad civil al ámbito cerrado de las audiencias públicas, no reconocer al equipo técnico independiente del mismo IBAMA, ni cumplir las condiciones acordadas con la sociedad civil afectada, ni construir canales de comunicación con los pueblos tradicionales de la región.

4) Luchas locales de resistencia y los actores sociales de la transición energética.

En el Brasil petrolero la resistencia local y las luchas contra la instalación y expansión del complejo industrial son violentamente atacadas por Petrobras, por los gobiernos estaduais, tanto por los sectores neoliberales como por los desarrollistas, y aun por movimientos sociales nacionalistas de izquierda y de derecha, pues como dice el poeta Drummond de Andrade: “Hay quienes

mueren por petróleo convencidos de que mueren por la patria”.

Sin embargo, en el mar y a lo largo de la costa atlántica, la explotación del presal genera una gran amplitud de impactos y graves conflictos e injusticias socioambientales. En todas sus etapas: antes de la instalación, en la consulta previa; durante las operaciones, en el monitoreo; o después de los accidentes o crímenes ambientales, en los procesos de reparación; hay una permanente y sistemática violación de derechos humanos económicos, sociales y ambientales de pueblos tradicionales de pescadores, *quilombolas*, pueblos indígenas, campesinos y otros grupos sociales del campo y de los distritos urbanos industriales que viven en la región de los emprendimientos.

Considerando todo el complejo –refinación de hidrocarburos, usos, quemas y descartes de los derivados (plástico, gasolina, diesel, nafta, querosén, lubricantes, fertilizantes, cosméticos, ansiolíticos, etc.) y las emisiones de CO2 y otros gases de efecto invernadero, de los cuales es el principal responsable–, el petróleo afecta a la sociedad local y global y se relaciona directamente con distintas enfermedades, principalmente con el cáncer. El petróleo mata. A pesar de ello, no hay campañas estatales o empresariales alertando ese riesgo.

En el mar, la constante prohibición de rutas pesqueras tradicionales, el tránsito intenso de barcos, la instalación de ductos y las prospecciones de investigación ahuyentan a los peces a distancias cada vez más costosas e inaccesibles



● Protesta por la instalación de una plataforma petrolera en zona de pesca artesanal de Espírito Santo - Campanha Nem Um Poço a Mais.

para los barcos de pesca artesanales y familiares. Los innumerables dragados y construcciones de muelles para la instalación de puertos –como Açú (norte de Río de Janeiro), Super Porto e Itaoca *offshore* (Sur de Espírito Santo)–, o para la construcción de astilleros navales –como Jurong (Aracruz en Espírito Santo)–, también destruyen territorios pesqueros estratégicos, con gran biodiversidad marina y manglares. La contaminación de esas áreas, conocidas como *laminhas*, destruye los sitios de origen de muchas especies de camarones, mariscos, langostas y cangrejos, donde se sacan los “cebos” para cada tipo de pesca artesanal y familiar. La contaminación y destrucción de las *laminhas* afecta la seguridad alimentaria y, profundamente, el modo de vida y el trabajo de muchas mujeres que viven de los mariscos (*marisqueiras*).

En tierra, el tránsito de camiones, las instalaciones de almacenamiento de crudo y las unidades de tratamiento de gas, los ductos que invaden tierras indígenas, *quilombolas*, ribereños, asentamientos rurales y comunidades campesinas, contaminan el agua y la tierra, hacen inviables sus culturas y modos de vida. Pequeñas poblaciones de pesca artesanal se transforman, en pocos años, en distritos urbanos, industriales y/o portuarios, atrayendo miles de trabajadores, en gran parte hombres, por corto tiempo, para construir las plantas productivas. Sin políticas públicas de salud, educación, agua, redes cloacales, seguridad, en cada uno de esos distritos se repite una tragedia social, con desempleo, prostitución, violencia, embarazos precoces, con gran impacto sobre la vida de toda la sociedad originaria, y particularmente de las mujeres

y los jóvenes. Ese es el caso de Barra do Riacho, en el norte de Espírito Santo, y de Campos y Macaé, en el norte de Río de Janeiro.

En las ciudades y distritos urbanos, movimientos de cicloactivistas, recicladores de basura, artistas plásticos, comunicadores, investigadores independientes, académicos, activistas de derechos humanos, ambientalistas, grupos de mujeres y jóvenes se suman a las luchas de los pueblos tradicionales. En toda la extensión del presal se multiplican las resistencias locales de la sociedad, las manifestaciones, las cartas de denuncia y manifiestos, los procesos judiciales, la producción de videos, textos, blogs, murales, etc.

En los territorios amenazados y violentados por el complejo petrolero, los pueblos se organizan en luchas locales, articuladas en foros y campañas regionales y nacionales como la Asociación de Hombres y Mujeres del Mar (AHO-MAR), en Bahía de Guanabara (Río de Janeiro), la Federación Estatal de Pescadores de Espírito Santo, el Foro de Afectados por el Petróleo y Gas de Río de Janeiro, el Foro de las Comunidades Tradicionales del Sur de Río de Janeiro y Norte de São Paulo, además de redes y movimientos, como el Movimiento Nacional de Pescadores y Pescadoras Artesanales (MNPP), el Foro Nacional de Cambio Climático y Justicia Social, la Campaña Ni un Pozo Más, el Grupo Carta de Belém, la Red Brasileira de Justicia Ambiental. Denuncian, en distintos planos, la destrucción de la naturaleza y del clima de la Tierra, la contaminación de la vida, del agua y de las

Los innumerables dragados y construcciones de muelles para la instalación de puertos, o para la construcción de astilleros navales, destruyen territorios pesqueros estratégicos, con gran biodiversidad marina y manglares.

personas. Presionan a las empresas, a los estados, a las municipalidades y sus órganos públicos por justicia social y ambiental. Los actores de la transición energética son plurales y heterogéneos. Defienden territorios naturales y mentales libres de petróleo, y libres para vivir y convivir bien.

Habrán límites para la dependencia del petróleo y para la farsa del desarrollo. Largo es el tiempo de la Tierra.

Fuentes:

CBN Brasil. (21/09/2016). “Pré-sal é viável com o petróleo abaixo de US\$ 40, diz presidente da Petrobras”. Entrevista a Pedro Parente.

ASIBAMA-RJ (05/09/2015). “A des- construção do licenciamento ambiental do pré-sal”.

Cómo citar este artículo:

Loureiro, Beto et al (2017). “Presal: Energía extrema de las entrañas de la Tierra”, en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

Un iceberg llamado Vaca Muerta



Se suele usar Vaca Muerta como sinónimo de Añelo, pero los límites van mucho más allá de la localidad neuquina que se ha transformado en la capital de los hidrocarburos no convencionales. Se suele pensar en fracking cuando se menciona Vaca Muerta, pero es mucho más que eso. Allí radica su carácter extremo.

Vaca Muerta es el único proyecto de explotación masiva de gas y petróleo de lutitas que ha alcanzado un desarrollo comercial por fuera de Estados Unidos y Canadá. Enclavado en el norte de la Patagonia argentina, su puesta en marcha despertó la movilización en contra de la fracturación hidráulica, dados los impactos ambientales asociados a esta técnica. Sin embargo, los procesos de transformación del territorio que desencadenan en una vasta región exceden las problemáticas ligadas a la contaminación del aire, agua y

suelo y sus dimensiones sociales, culturales, sanitarias y económicas. Esto hace necesario extender la mirada para poder mensurar la intensidad del boom del fracking.

La explotación masiva de yacimientos no convencionales irrumpió en Argentina a principios de esta década¹ en un escenario dominado por la caída en la extracción de gas y petróleo y de creciente importación de combustibles.² El gobierno nacional, entonces



1 Si bien para 2006 en la provincia de Neuquén se habían perforado 40 pozos en arenas compactas y dos en lutitas, recién en 2012 se produjo el despegue, hasta llegar a los más de 1150 pozos no convencionales en producción actuales. Estadísticas de Ministerio de Energía de Neuquén hasta agosto 2016.

2 Los combustibles fósiles constituyen alrededor del 90 % de las fuentes de energías primarias del país, en 1998 se registró el pico de extracción de crudo y en 2004 el de gas, desde entonces los



Area Loma Campana, la más perforada de Argentina para extracción de hidrocarburos de formaciones de lutitas con aplicación del fracking. Foto: Alexis Vichich



● Perforación de pozo en el área Loma La Lata Norte, Añelo (Neuquén) - Fabián Ceballos.

encabezado por Cristina Fernández, y la compañía YPF, todavía controlada por la española Repsol,³ los presentaron como única alternativa para el país ante la *crisis energética*. Desde entonces la formación de lutitas⁴ Vaca Muerta ocupa un lugar central en los relatos de la saga *Argentina potencia*, desplazando al monocultivo de soja transgénica.

“Según las estimaciones realizadas, las reservas comprobadas en el yacimiento de Vaca Muerta, sumadas a las

correspondientes a las cuencas de San Jorge y Austral Magallanes, son del orden de 27 000 millones de barriles de petróleo y 802 TCF (trillón⁵ de pies cúbicos) de gas, correspondiéndole más del 80 % a Vaca Muerta”,⁶ destaca el tercer avance de los *Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta*, elaborado por el gobierno

- 5 Según denominación norteamericana.
- 6 Cabe señalar que el avance y planificación pública de los no convencionales es traccionado a nivel internacional por la Agencia de Información Energética de EE. UU. y que las estimaciones, tasas de retorno y rentabilidad de formaciones *shale* son cuestionadas. Por ejemplo, la agencia oficial polaca de Energía redujo su potencial de *shale* gas a una décima parte de lo que había hipotetizado su par norteamericana; un hecho que, sumado a la baja productividad de los pozos y a la resistencia social, hizo abortar proyectos de grandes empresas como Chevron (*EJES*, octubre de 2016a).

niveles convencionales descendieron.

- 3 En mayo de 2012 el gobierno argentino expropió el 51 % de las acciones de YPF que se encontraban en poder de Repsol. Dos años más tarde se cerró el proceso al acordar las partes el monto de la indemnización.
- 4 Utilizamos alternativamente lutitas y *shale*.

nacional y equipos técnicos de las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza, en el marco del Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública (2016). Esto equivaldría a “más de 6 veces las reservas de petróleo explotable en forma convencional y, en el caso del shale gas, más de 27 veces las reservas de gas explotables en forma convencional”, subraya. “De darse las condiciones necesarias y cumplirse las hipótesis indicadas, esta cuantía implicaría no solo alcanzar el autoabastecimiento, sino que la Argentina se convierta en un país exportador y formador de precios”, concluye el documento publicado en febrero de 2016 (pp. 123-124).

En pocas líneas *Estudios Estratégicos* pasa de las “certeras” reservas comprobadas a las “hipótesis” indicadas, sin embargo mantiene un tono propio de cartilla de promoción. “El boom agrícola y ganadero que comenzó a fines del siglo XIX ocupó geográficamente un área mucho más extensa y duró muchos años, pero no tuvo la magnitud que el fenómeno del *shale* podría presentar. A su vez, el proceso de industrialización de mediados de siglo XX tampoco es comparable, ni por concentración geográfica ni por explosividad inicial [de Vaca Muerta]” (Subsecretaría de Planificación, 2016: 124). Este breve pasaje expresa claramente el lugar que desde el Estado se le adjudica al desarrollo masivo de no convencionales.

A un lustro de los primeros anuncios, tanto desde la Casa Rosada, que ahora aloja al empresario Mauricio Macri, como desde los gobiernos provinciales,

se mantiene la apuesta,⁷ más allá de que la caída global del precio del crudo en 2014 haya puesto paños fríos a la fiebre inicial. En los últimos cinco años Vaca Muerta dejó de ser una formación de lutitas de 30 000 km² y se transformó en una Región que abarca porciones disímiles de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza, y también genera condiciones para la explotación de gas y crudo de arenas compactas. Una relevancia que excede el plano energético y que se construye sobre la base de desestimar no sólo las críticas socioambientales,⁸ sino también las advertencias respecto del corto horizonte productivo de estos yacimientos –dada la fuerte caída que sufren los pozos a poco de entrar en *producción*– y sus costos de extracción.⁹

- 7 La cotización interna del barril de crudo por encima de los valores internacionales, así como el incremento del precio del gas en boca de pozo y de los combustibles en el surtidor expresan la decisión de seguir apostando por los no convencionales.
- 8 Las advertencias sobre los impactos de la técnica en el ambiente y salud de la población fueron desestimadas por las autoridades provinciales y nacionales, que hicieron suyos los argumentos de las empresas petroleras y de servicios, caricaturizaron las críticas y catalogaron de terrorismo ambiental a la militancia de los opositores. Ver Río Negro (14/12/2013) y La Mañana Neuquén (21/03/2014).
- 9 A partir de la experiencia norteamericana, Post Carbon Institute concluyó que la curva de declive productivo de los pozos no convencionales se reduce a más de la mitad luego del segundo año (*EJES* 2016b). Por otra parte, la norteamericana Exxon anunció a fines de octubre que “podría reducir sus reservas de tres mil 600 millones de barriles en el sitio de Kearn [arenas bituminosas en Canadá] y de mil millones en otros lugares en América del Norte, es decir 19 por ciento de sus reservas totales”, si concluyera que los costos financieros tornan inviables esos proyectos (*El Diario mx*, 28/10/2016).

Enroque geológico

Con Vaca Muerta el subsuelo emergió desde las entrañas de la Tierra, desplazó lo existente –pueblos, culturas, economías, vidas–, se convirtió en la nueva superficie y el paisaje se valoró en barriles equivalentes de petróleo. Lo anterior es prehistoria. En el caso de Neuquén fueron condenados al silencio los informes oficiales que documentaban los avanzados procesos de degradación de suelos y aguas derivados de casi un siglo de extracción de hidrocarburos (Programa Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD-, 2010).¹⁰ El estudio realizado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo en 2010, alertaba que esa situación podía condicionar seriamente el desarrollo agroindustrial,¹¹ que desde mediados de la década de 1990 es presentado como el eje de diferentes planes provinciales de diversificación de la matriz productiva.

En este contexto de enroque geológico, los pequeños productores y las economías campesinas e indígenas se debaten entre la resistencia para conservar la tenencia de la tierra/territorio y formas de vida y producción, y la negociación con la esperanza de participar de

10 Ver también PNUD y Provincia del Neuquén (1998) y Copade. Dirección General de Programas y Proyectos. Secretaría de Estado General de la Gobernación del Neuquén (2006).

11 Más allá de la consideración que actualmente tengan las autoridades de esos informes, los discursos de diversificación no fueron abandonados, aunque sí cambiaron los actores. El rol protagónico lo concentran los grandes capitales, vinculados a establecimientos agropecuarios altamente tecnificados. Ver OPSur (7/06/2016), (13/06/2016) y Scandizzo (2016).



● Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de la Nación

la abundancia propagandizada, o por lo menos recibir algún tipo de rédito ante un avance que parece ineluctable (OP-Sur, 4/08/2016 y 20/10/2014). Lo mismo ocurre con las expectativas laborales; los altos sueldos que se pagan en el petróleo relegan el interés de los trabajadores por las actividades agropecuarias. Sin embargo, tanto las autoridades de Neuquén como de Río Negro¹² sostienen que es posible la convivencia entre la actividad productiva y la extractiva, a pesar, también, de los incendios de pozos, derrames y otros episodios registrados en zonas de chacras.¹³

12 En Río Negro el avance de las exploraciones y explotaciones petroleras se produce sobre el valle fértil que la catapultó como la principal provincia productora de peras y manzanas del país.

13 El más reciente fue la fuga de agua salada de un pozo, que inundó una chacra lindante con la locación, secando álamos y frutales (*Río Negro*, 29/10/2016). Para más información se puede consultar el libro de Álvarez Mullally (2015).

Diego Rodil, técnico del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), sostuvo que “la incompatibilidad de actividades se visualiza en la pérdida creciente de suelo productivo y el incremento de montes abandonados, riesgos sanitarios en la fruta por contaminación lumínica, fragmentación del espacio productivo que dificultan los controles sanitarios en bloque (...) y complejiza el mantenimiento del sistema de riego (...); además de riesgos elevados de contaminación de napas y aguas superficiales”. También advirtió que “los estándares de exportación pueden cambiar y ser rechazada la fruta en un futuro”.¹⁴ “Desde la lógica capitalista de libre mercado, la renta de la tierra para la extracción de hidrocarburos es muy superior al valor para la práctica agropecuaria. En esta ecuación no se tiene en cuenta el costo que representa la pérdida de suelo productivo sistematizado y dotado de infraestructura, la pérdida de capital social que también llevó años construir, y los puestos de trabajos que se pierden”, subrayó. Tales afirmaciones las hizo en el artículo *Avance de la frontera hidrocarburífera sobre suelo productivo. Estación Fernández Oro, Alto Valle del Río Negro* (Rodil, 2015), que pretendía presentar en las VII Jornadas de Economía Ecológica de la Asociación Argentina Uruguay de Economía Ecológica, realizadas en Neuquén en noviembre

14 Al respecto, la productora orgánica Jessica Lamperti, de Allen, denunció que un cliente desistió de seguir comprándole porque en la localidad se realiza *fracking*. Más información, *Río Negro* (01/11/2015).

de 2015. Sin embargo, a pesar de que su trabajo había sido aceptado por el comité organizador, el INTA no autorizó su intervención.

La creciente demanda de suelo urbano por el proceso de metropolización que vive el Alto Valle del río Negro y Neuquén, también genera un fuerte avance en zonas de chacras, donde florecen loteos y los montes frutales son reemplazados por metros cuadrados de cemento. Si bien esta tendencia es anterior al *boom* de los no convencionales, la construcción de Vaca Muerta como tierra de la abundancia aceleró el proceso. Según el informe *Estudios Estratégicos*, entre 2009 y 2013 se perdieron alrededor de 2300 hectáreas en el Alto Valle del río Negro y Confluencia. “Sin contar las que se puedan haber perdido entre 2013 y 2015, se estima que se perderán otras 2440 hectáreas productivas aproximadamente solo

La incompatibilidad de actividades se visualiza en pérdida creciente de suelo productivo, incremento de montes abandonados y riesgos sanitarios en la fruta, además de riesgos elevados de contaminación de napas y aguas superficiales.

para urbanizaciones requeridas por el crecimiento poblacional”. Si el sector hidrocarburífero recuperara el nivel de actividad previo a la caída del precio del barril de crudo, en un período no menor a cinco años se incrementaría la población de la Región Metropolitana del

Valle y la Confluencia en 200 mil habitantes, ascendiendo a un millón, según estimaciones oficiales. Por ejemplo Añelo, ciudad que hace las veces de plataforma de operaciones de Vaca Muerta, pasó de tener 2500 habitantes en 2010 a 6000 en 2014, tras el *boom*, y de haber un nuevo despegue, ascendería a 41 mil en poco más de un lustro, de acuerdo a las estadísticas publicadas en *Estudios Estratégicos*.

En este punto cabe destacar que si bien la planificación oficial problematiza la pérdida de suelo productivo como consecuencia de la extensión de las urbanizaciones, no hace lo mismo con la apertura de locaciones –que reemplaza la capa fértil con una compactación calcárea de 40 a 50 cm– y las infraestructuras requeridas por proyectos petroleros y gasíferos.

La explotación masiva de formaciones compactas genera las condiciones para la puesta en marcha de otros emprendimientos extractivos.

Sinergias extractivistas

La explotación masiva de formaciones de lutitas y arenas compactas lleva implícita la ampliación de las fronteras geográfica y tecnológica, pero también, como consecuencia del despliegue de infraestructura y logística que demanda, genera las condiciones para la puesta en marcha de otros emprendimientos. Al respecto, desde el gobierno nacional y las agencias provinciales que

participan en la planificación estratégica de la Región Vaca Muerta se especula con que por sinergia se reactive el proyecto de extracción de potasio en el sur de Mendoza que en 2013 suspendió la minera brasilera Vale,¹⁵ y se ponga en marcha la construcción del complejo hidroeléctrico Chihuidos, que significaría no sólo generar electricidad sino también tener control sobre las aguas del río Neuquén para habilitar nuevas zonas bajo riego, evitar crecidas o garantizar el suministro al sector hidrocarburífero.¹⁶

En tanto desde el sector empresario, Dow Chemical señaló que un incremento en la oferta de gas a partir del desarrollo masivo de los yacimientos de la cuenca Neuquina generaría las condiciones para ampliar sus instalaciones en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca, en el sur de la provincia de Buenos Aires.¹⁷ Cabe destacar que la compañía norteamericana se asoció con YPF en 2013 para desarrollar de manera conjunta el área El Orejano, en Neuquén, y asegurarse la provisión de gas para su planta de PBB Polisar (YPF, 15/12/2015). A fines de la década de 1990 ambas firmas, junto a Petrobras, pusieron en marcha la compañía Mega SA, para abastecer con gas del

15 Cabe recordar que en 2010 Vale firmó un convenio con YPF para garantizarse el suministro de gas (*El Cronista*, 07/12/2010). Desde principios de 2016 circulan rumores sobre la reactivación del proyecto minero (*El Diario de La Pampa*, 26/04/2016 y *Los Andes*, 13/09/2016).

16 Ver Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de la Nación (2016: 105).

17 Medios de prensa corporativos, como *Revista Petroquímica*, presentaron esas declaraciones como el anuncio de un megaproyecto en puerta.



● Infraestructura del mega proyecto Vaca Muerta. Iconoclasistas / EJES

yacimiento Loma La Lata sus plantas del sur bonaerense.

La *onda expansiva* de Vaca Muerta es mucho mayor si se toma en cuenta, por ejemplo, la extracción de arenas silíceas en Dolavon (Chubut), y Aldea Brasileira y Gualeguay (Entre Ríos). Estas arenas son inyectadas durante el proceso de fracturación hidráulica y funcionan como sostén, es decir, mantienen abiertas las grietas producidas en las rocas para permitir el flujo de gas y petróleo. Según estudios realizados por el National Institute for Occupational Safety and Health de EE. UU., quienes están expuestos al polvo de sílice, como los trabajadores de las locaciones petroleras, corren el riesgo de desarrollar silicosis, una enfermedad

pulmonar incurable.¹⁸ A pesar de ello, 20 camiones diarios salen de Dolavon con su carga que tiene como destino final Añelo.¹⁹ En tanto en Entre Ríos,

18 Más información en OPSur (27/05/2016).
19 El 24 de junio la Legislatura de esa provincia declaró bien público a las arenas silíceas, lo cual convierte al Estado en un socio estratégico de la actividad. "Lo que aún resta discutir son las regalías que obtendrá la provincia por la extracción de sus recursos naturales, qué impactos le generará a la salud de los habitantes de Dolavon, 28 de Julio, Gaiman y Trelew; qué impacto ambiental tendrá sobre las aguas del río Chubut, qué daño generarán a las rutas el traslado de 20 camiones diarios de arena; qué valor agregado puede generarse en la zona más allá de los '40 empleos directos' prometidos por YPF y qué pasará cuando sólo quede un pozo. Todo esto es una incógnita pero, mientras tanto, los camiones van y vienen uniéndose silenciosamente las provincias." (*Big Sur*, 04/07/2016).



● Avance de la frontera extractiva sobre el monte frutal en Río Negro - Alexis Vichich.

donde existen más de 40 municipios declarados libres de *fracking*, asambleas socioambientales cuestionaron en octubre que las autoridades impulsen la extracción en canteras de Gualaguay. Hacia mediados de 2015 desde esa provincia se cubría la mitad de la demanda de arena de YPF (OP-Sur, 07/10/2016 y *El Diario de Madryn*, 15/07/2015).

Si bien hasta el momento las obras ejecutadas en la Región *Vaca Muerta* se relacionan con la mejora y ampliación de rutas y la simplificación de los procesos de importación y exportación de insumos y bienes de capital, está en carpeta la recuperación y extensión de tendidos ferroviarios, construcción de acueductos y redes de suministro de

gas y electricidad. “Entre los proyectos que comienzan a estar en gestión figura la prolongación del ramal desde Barda del Medio hasta Añelo, en donde se instalaría una planta de clasificación y despacho de arenas provenientes de Dolavon, en Chubut. Se encuentran en suspenso la construcción de un nuevo ramal desde Chichinales hasta Rincón de los Sauces, como parte del proyecto minero del potasio, y el histórico proyecto de prolongar la línea desde Zapala hasta Pino Hachado y articularla con los ferrocarriles chilenos para dar acceso ferroviario a los puertos del Pacífico”, enumera el informe publicado por el gobierno nacional (Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de la Nación, 2016: 23).

Justamente una de las claves para “sienergizar las infraestructuras, empresas instaladas y dotación que quede en la RVM [Región Vaca Muerta] para direccionar servicios al golfo de San Jorge”, como plantea la Subsecretaría de Planificación Territorial, son los corredores ferroviarios. No solo se proyecta un tendido que agilice el transporte de arenas entre Dolavon y Añelo,²⁰ sino ir más allá y comunicar ambas cuencas, lo que “vertebraría una integración operativo/productiva” (Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de la Nación, 2015: 263). Por otra parte, Vaca Muerta reactualiza el interés de las autoridades por los corredores bioceánicos impulsados en el marco de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA)²¹ y el Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento. Esto no sólo se manifiesta en la mejora de pasos fronterizos en la Patagonia norte y extensión de redes viales y ferroviarias –como el tren a Chile–, sino también en la creación de nuevas aduanas que apuntan, en principio, a facilitar la importación de insumos (*Río Negro*, 31/07/2014 y *La Nación*, 19/05/2015), pero que también funcionan en sentido inverso. Si para Vaca Muerta *el Pacífico siempre estuvo cerca*, el proyecto es que esté aún más cerca.

● 20 Más información *La Nueva* (05/05/2015).

21 Análisis críticos sobre el IIRSA se pueden encontrar en Raúl Zibechi (2006) y Ceceña, A. E.; Paula Aguilar y Carlos Motto (2007).

El *fracking* asoma como la punta de un iceberg llamado Vaca Muerta, cuya deriva puede transformar profundamente el territorio aún más de lo que está a la vista con los riesgos de contaminación de agua, aire y suelo asociados a la técnica o la pérdida de tierras productivas. Una de las condiciones para garantizar la explotación masiva de yacimientos no convencionales es la construcción de corredores de infraestructura que optimicen la circulación de insumos, maquinarias, personas, etc., lo que se traduce en reducción de costos de producción dado que también acorta la distancia-tiempo con los mercados globales.²² Esas condiciones no sólo hacen a la viabilidad de la extracción de gas y petróleo de yacimientos no convencionales, sino también a la de proyectos mineros o la producción agroindustrial en gran escala. Del cuello de Vaca Muerta cuelga una campana, su tañido convoca a otros proyectos extractivos.

Consultar la bibliografía de este artículo en: <https://tinyurl.com/hjtwc7>

Cómo citar este artículo:
Scandizzo, Hernán (2017). “Un iceberg llamado Vaca Muerta”, en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

● 22 Para profundizar este aspecto ver el artículo de Nicholas Hildyard, página 11 a 19.

Colombia: Los *pesados* amplían la **frontera** **extractiva**

En julio de 2014 Ecopetrol y Pacific Rubiales anunciaron la cancelación del proyecto Star, de combustión in situ. Con él, las dos compañías pretendían aumentar la producción de hidrocarburos en el campo Quifa. El fracaso había sido anunciado por organizaciones sociales y el sindicato de la industria del petróleo, la Unión Sindical Obrera. Además, líderes comunitarios llevaban años denunciando los problemas ambientales que les generaba la actividad petrolera. Pero a pesar de las malas experiencias, el gobierno del presidente Juan Manuel Santos sigue con los ojos puestos en los crudos pesados, y la resistencia a estos proyectos crece. Las voces suenan en Caquetá, Meta, Putumayo y Magdalena Medio: "Agua, no petróleo". En este artículo se busca mostrar la situación de los crudos pesados en el país y el papel que hoy desempeñan en el sector hidrocarburos, así como los conflictos que está provocando.

Desde hace un par de décadas la economía colombiana depende de las exportaciones de petróleo. El gobierno nacional, para incrementar la entrada de divisas, está extrayendo hidrocarburos a tasas muy elevadas, lo que ha provocado una brusca caída de las reservas. Según el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, el petróleo constituye alrededor del 50 % de las exportaciones del país. De hecho, más del 60 % de la producción de hidrocarburos es exportada a mercados internacionales. "En 2013, se estimó que Colombia tenía 2,445 millones de barriles de reservas de petróleo crudo, y en el 2015 el país produjo 1'009,000 de barriles por día. Desde su inicio, la administración del Presidente de la República, Juan Manuel Santos, ha identificado al sector extractivo como principal pilar de la economía colombiana, impulsando incentivos para su expansión. Seis años después del inicio de su mandato, este

sector representa el 42 % de las exportaciones del país” (FIDH & CAJAR, 2016: 7). Sin embargo, no se han vuelto a encontrar nuevos yacimientos desde la década de los noventa, cuando se hicieron los grandes descubrimientos de los campos petrolíferos de Cusiana y Cupiagua,¹ en el oriente colombiano.

El agotamiento de los yacimientos convencionales,² la alta demanda de hidrocarburos y los elevados precios que alcanzó el petróleo a principios de este siglo, desvió el interés de las empresas hacia la explotación de yacimientos no convencionales en muchos lugares del mundo. Colombia siguió esta tendencia; entre 2000 y 2015, la producción de crudos pesados³ del país pasó de representar el 10 % del total al 53 % (La República, 20/06/2015).⁴ Los gobiernos nacionales de Álvaro Uribe Vélez y Juan Manuel Santos han impulsado políticas para favorecer la inversión extranjera y han intentado incrementar las reservas de petróleo y gas avanzando sobre nuevas fronteras. Desde el centro del país,

donde inició la explotación petrolera en Colombia, se expanden los campos de crudos convencionales y no convencionales hacia la Amazonía, Orinoquía, Pacífico, las sabanas, el mar Caribe, incluso trepan por las altas montañas de la cordillera Oriental. De esta manera, se promueve la extracción de “energías extremas”, dada la complejidad geológica, la incorporación de tecnologías riesgosas, los altos requerimientos energéticos y de agua, además de las mayores inversiones de capital, los riesgos ambientales y sobre los trabajadores. Quifa, ubicado en Puerto Gaitán, departamento del Meta, es uno de los varios campos petroleros de crudos pesados en explotación.

Los crudos pesados

Del total de las reservas mundiales, el 30 % corresponde a crudo convencional y el 70 % a no convencional, de los cuales el 25 % son crudos pesados y el 45 % crudos extrapesados y bitumen. Los principales yacimientos se encuentran en Alberta, Canadá, de arenas bituminosas; la Faja del Orinoco, Venezuela, de crudos extrapesados; Rusia y EE. UU. América Latina es el continente que concentra las mayores reservas del mundo de este tipo de crudos, representando el 48 %, 2 billones de barriles equivalentes de petróleo o BEP. Venezuela cuenta con aproximadamente 1,7 billones de BEP (equivalente a 87 %), mientras que Colombia solo representa el 0,6 %, lo que son 12 millones de BEP (Campetrol, 18/06/2015). También gran parte de las reservas de países como Ecuador, México, Perú y Brasil son crudos pesados.

- 1 El yacimiento Cusiana fue descubierto en 1991, tras los análisis y declaratoria de comercialidad del campo se anunciaron dos mil millones de barriles de reservas de crudo liviano.
- 2 Crudos dulces o ligeros/livianos de fácil extracción y refinación.
- 3 Son considerados crudos pesados los que van de 10 a 20 grados API y con una viscosidad entre 100 y 10 000 cp. *Para el cálculo de la densidad API se utiliza la medición superficial de la gravedad específica del petróleo desgasificado. La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G.) a 60°F con la densidad API es Densidad API = (141.5/S.G.) - 131.5°. Conaway (1999).
- 4 Cabe destacar que la cotización de los crudos pesados en el mercado es más baja debido a los altos contenidos de azufre y metales pesados.



● Incendio de pozo en campo Quifa, durante el desarrollo del Proyecto STAR - Captura de filmación de Óscar Vanegas.

Se estima que el 40 % del total de las reservas colombianas de hidrocarburos corresponde a crudos pesados y representa aproximadamente la mitad de la producción petrolera. De acuerdo a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), “la proporción de crudos convencionales (dulces o ligeros) disminuirá en los próximos 10 años de 15 % a 10 % y de 32 % a 21 %, mientras que el total de no convencionales (crudos pesados) aumentará de 52 % a 69 % del total de la producción” (La República, 20/06/2015). Más aún, se calcula que para el 2018 las reservas de crudo pesado en el país llegarán a ser el 60 % del total, es decir, 15 % más que en la actualidad (Ape.com.co, 23/08/2013).

El impulso de la exploración y explotación de crudos pesados responde a una

política de los últimos gobiernos nacionales. Entre 2002 y 2010, el gobierno de Uribe Vélez otorgó importantes beneficios a la inversión extranjera, bajo el eslogan de la “confianza inversionista” y la liberalización del sector. Con el decreto número 1760 del 26 de junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la estatal Ecopetrol y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a la cual se le entregó la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación. En 2008 la ANH promovió el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, que consistió en el otorgamiento de extensas áreas para evaluación, a través de una ronda especial para incentivar el crecimiento del mercado de los crudos pesados. De esta manera, se asignaron ocho áreas

especiales bajo contratos de Evaluación Técnica a seis empresas reconocidas: Ecopetrol, Exxon, BHP Billiton, Talisman, Shell, Pacific Rubiales y Pluspetrol (Colombia Energía, 23/01/2013). En la Ronda 2010, de los 78 bloques adjudicados para explotación petrolera, al menos 50 se encontraban en los departamentos del Meta, Casanare, Arauca y Vichada, donde actualmente se concentra la mayor producción de crudos cuya gravedad API es inferior a los 17° (UPME, 2012).

Aunque los crudos pesados se hallan en 6 de las 16 cuencas *onshore* del país, los desarrollos se han dado principalmente en cuatro de ellas: Llanos Orientales, Magdalena Medio, Putumayo y Caguán; en los campos de Rubiales, Apiay, Ombú, Castilla, San Fernando, Teca, Nare y Jazmín. Las principales reservas se encuentran en los Llanos Orientales y están calculadas entre 6 806 MMbbl y 319 455 MMbbl (Colombia Energía, 23/01/2013). En tanto, Campo Rubiales es considerado el principal hallazgo de petróleo pesado y sus reservas son estimadas en 4,17 millones de barriles de petróleo de 12,5° API. Este campo fue revertido recientemente a la Nación, luego de una intensa lucha de los trabajadores petroleros organizados en la Unión Sindical Obrera (USO), partidos políticos como el Polo Democrático y otros sectores nacionalistas. Durante varias décadas fue propiedad de la petrolera canadiense Pacific Rubiales, que además de Quifa tuvo a su cargo los campos Sabanero y Rubiales. Más hacia el piedemonte llanero, Ecopetrol desarrolla los campos de Chichimene, Castilla

y Apiay. De acuerdo a Humberto Calderón Berti, fundador y presidente de Vetra⁵ y ministro de Energía y Minas de Venezuela entre 1979 y 1983: “En Colombia puede que no se tenga una faja petrolífera,⁶ [...] hay indicios de que existe un cinturón de crudos pesados⁷ en la región de los Llanos, que puede albergar importantes yacimientos” (Colombia Energía, 23/01/2013).

Extracción de alto riesgo

Los crudos pesados tienen alta viscosidad y densidad, por lo que resulta de gran complejidad su extracción, transporte y refinación. También presentan un alto contenido de sal y sustancias tóxicas como el azufre, metales pesados y, en ocasiones, sulfuro de hidrógeno, lo que los hace aún más contaminantes que los convencionales. Como sucede con la extracción de otros hidrocarburos no convencionales, la explotación de crudos pesados exige grandes consumos energéticos, de agua, químicos, infraestructura especial, mayores inversiones e incrementa los daños al ambiente. En el proceso de extracción requieren estimulación térmica y química, para ello se utilizan diferentes técnicas de inyección de

- 5 Vetra Exploración y Producción Colombia es una empresa dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos.
- 6 Se refiere a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), una extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado ubicada al norte de río Orinoco, en Venezuela. La Faja es considerado el mayor reservorio de crudos conocido en el mundo.
- 7 La cuenca de los Llanos cuenta con un cinturón de crudo pesado en el que se encuentran, entre otros, los campos Castilla, Quifa y Rubiales.

vapor o combustión *in situ*, lo que disminuye de manera importante el factor de recobro⁸, que es menor al 20 %, cuando en pozos convencionales puede alcanzar hasta el 35 %. Es decir, de los hidrocarburos en el yacimiento es menos el petróleo que puede ser extraído. Algunas de las técnicas para la extracción son: i) la inyección de vapor de agua, que es una de las predominantes en crudos pesados y extrapesados; ii) la introducción de líquidos a través de pozos inyectoros; iii) la recuperación de tipo terciaria o mejorada, que consiste básicamente en la inyección de agua mezclada con solventes químicos y el calentamiento del fondo del pozo.

En tanto, el proceso de *combustión in situ* es una técnica convencional térmica que se basa en la generación de calor en el yacimiento para recuperar crudos de alta viscosidad.⁹ Consiste básicamente en quemar una porción del petróleo –aproximadamente el 10 %– presente en el yacimiento para generar el calor –incluso se puede inyectar aire u oxígeno al pozo–, de tal manera que se pueda aumentar la eficiencia del barrido volumétrico del petróleo, es decir, el crudo que se puede extraer al bajar la viscosidad. Mientras la zona de combustión

- 8 Es el porcentaje del petróleo o gas de un yacimiento que puede ser extraído mediante técnicas primarias o secundarias.
- 9 Aunque la mayoría de los proyectos de combustión se implementan en yacimientos de crudo pesado, cada vez son más utilizados para recuperar el petróleo ligero de yacimientos profundos. En Estados Unidos los proyectos de combustión en operación en yacimientos de crudo ligero superan a los que los que existen en yacimientos de crudo pesado.



generada se propaga, el crudo se calienta haciendo que las fracciones más volátiles se destilen debido al craqueo térmico por el aumento de la temperatura. Aunque el método es bastante antiguo, sigue teniendo serias limitaciones y genera muchos problemas técnicos y ambientales, por lo cual nunca ha tenido el auge de otros procesos térmicos como la inyección de vapor. Existen técnicas en fase piloto como el uso de CO₂ a través del procedimiento de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), que es considerada un tipo de geoingeniería. Esta consiste en “capturar” CO₂ a través de tuberías e inyectarlo con alta presión en las profundidades de la tierra para que empuje el crudo hacia la superficie.

Los requerimientos energéticos para la explotación de crudos pesados y extrapesados son muy altos. Además, el consumo de enormes cantidades de agua y el alto riesgo de contaminación por sulfuros y metales pesados (níquel, vanadio o molibdeno) presentes, se convierten en algunos de los principales problemas, dado que acrecienta el

impacto tanto en los lugares de extracción como de refinación (Acción Ecológica, 2013: 8).

La tecnología Star fue probada por el Instituto Colombiano del Petróleo, sin embargo, en el campo varios de los pozos tuvieron que ser abandonados por fallas técnicas.

Así mismo, el transporte de los crudos pesados es otra de las dificultades cardinales. Por ejemplo, se suele utilizar nafta para diluir el petróleo, sin embargo, esto representa costos económicos y logísticos adicionales. En algunos países, entre ellos Venezuela, que tiene unas grandes reservas de crudos pesados y ultrapesados, se han instalado mejoradores para facilitar el transporte del crudo. Estas unidades, similares a las refinerías, a través de tratamientos especiales hacen del petróleo pesado una sustancia menos densa –crudo sintético–, que es mucho más fácil de exportar y comercializar (Acción Ecológica, 2013). Sin embargo, se necesitan grandes reservas para justificar dichas inversiones.

Otra alternativa para movilizar los crudos pesados consiste en modificar el sistema de oleoductos por líneas de transporte caliente, con ello se elimina el uso de diluyentes como la nafta. Sin embargo, todas estas alternativas suponen riesgos ambientales mayores y demandas energéticas altísimas. En el caso colombiano, hasta el 2015, el transporte del crudo se realizaba a través de cientos

de carrotanques¹⁰ que se desplazaban diariamente por la carretera que comunica Campo Rubiales con el resto del país, posteriormente entró en servicio el oleoducto Bicentenario y sus estaciones reforzadoras ER1 y ER2. Durante los años de transporte en camiones, el paso de los vehículos generó contaminación atmosférica por material particulado en suspensión (polvo rojo, gas, aceites y otros químicos), que afectó de forma grave a los pobladores campesinos que viven en los alrededores de la vía.

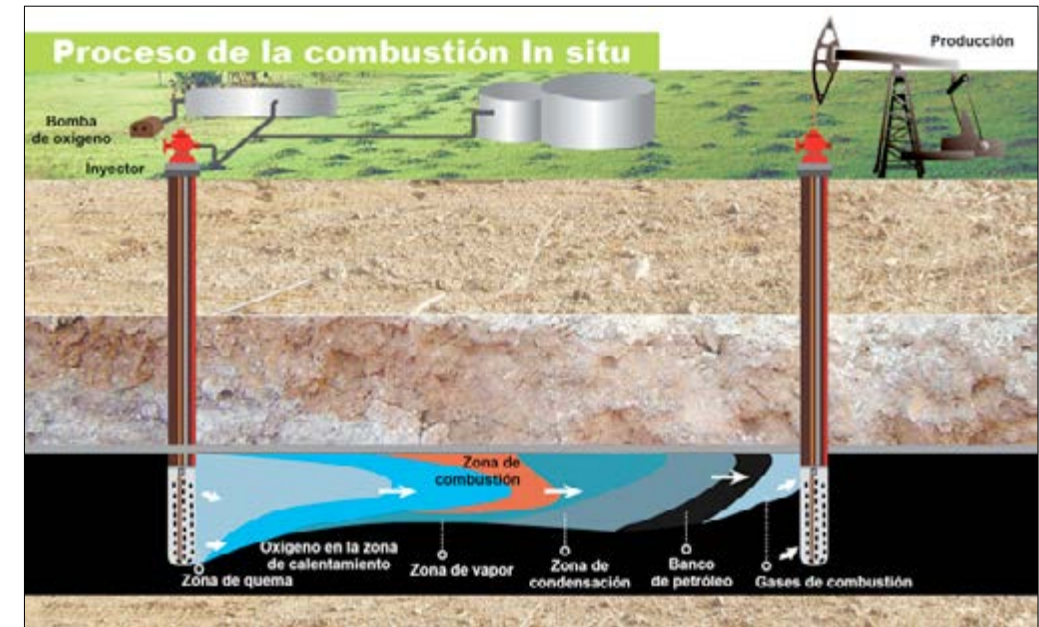
El Proyecto Star o combustión *in situ*

En 2011 Ecopetrol y Pacific Rubiales decidieron implementar un proyecto piloto de la tecnología Star (sigla en inglés de Recuperación Adicional Térmica Sincronizada), en Quifa,¹¹ campo cuyas reservas originales fueron estimadas en 900 millones de barriles (Vanegas, s.f.). La empresa canadiense promovió la nueva tecnología con el propósito de doblar las reservas de los yacimientos de petróleos pesados y aumentar el factor de recobro hasta del 45 %.

La tecnología Star fue probada en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), sin embargo en el campo varios de los pozos perforados tuvieron que ser abandonados por fallas técnicas. Algunos en el fondo del pozo alcanzaron una temperatura de 1200°C por lo que se fundió la tubería

10 Camiones cisterna.

11 Quifa es continuidad de los campos Rubiales y Pirirí.



● Esquema del proceso de combustión in situ - El Mundo.

(Vanegas, s.f.) y solo produjeron frentes de llama incontrolables y explosiones que expulsaron arenas y cenizas a miles de metros a la redonda, generando daños irreparables sobre los ecosistemas. Los gases de la combustión llegaron a la superficie y contaminaron el aire con sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y dióxido de azufre, entre otros. Un reciente informe de la Federación Internacional de Derechos Humanos y la Corporación Colectivo de Abogados “José Alvear Restrepo” evidencia las múltiples denuncias de las comunidades, quienes describieron los graves impactos sobre caños¹² y morichales¹³,

12 Cursos de agua.

13 El moriche es un tipo de palma que crece en las cuencas de los ríos Amazonas y Orinoco.

flora y fauna, además de la contaminación atmosférica, entre otros asuntos (FIDH & CAJAR, 2016: 46-50).

Los pobladores advirtieron a las autoridades sobre el modo en que se fueron secando los caños y contaminando con vertimientos y derrames de petróleo sus acuíferos, pero no recibieron respuesta de entidades como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, encargada del seguimiento de la gestión ambiental. Denunciaron que los nacederos o jagüeyes¹⁴ del sector presentaban residuos de petróleo y otros químicos. Para ellos, la prospección sísmica y la implementación del proyecto Star hicieron que

14 Vertientes y jagüeles.



● Volante de la campaña de contra la prórroga de la concesión del campo Rubiales - Unión Sindical Obrera.

el nivel freático descendiera de forma drástica (Vanegas, s.f.).

Adicionalmente, informes del Servicio Geológico Colombiano y de la Red Sismológica Nacional de Colombia dieron cuenta de que desde que se inició el Proyecto Star se incrementaron los sismos en Puerto Gaitán, una región de poca o nula sismicidad. Desde el 2 de abril de 2013 hasta el 28 de junio de 2016 se han registrado 976 sismos, y desde el 31 de enero de 2014 se han presentado al menos 99 sismos de magnitud igual o superior a 4 en la escala de Richter, los cuales han sido reportados por el Sistema Geológico Colombiano (FIDH & CAJAR, 2016: 69). Este fenómeno es adjudicado al incremento de la inyección de agua en los campos Rubiales y Quifa; el informe de la FIDH y CAJAR advierte que Pacific Rubiales está inyectando más de 3 millones de barriles diarios de agua en los campos mencionados (2016: 68 – 69).

En enero de 2014 la contralora delegada para el sector minero energético aseguró que mientras Pacific Rubiales

afirmaba que el Proyecto Star era un éxito, Ecopetrol sostenía que no se habían logrado los objetivos. La evaluación de la empresa estatal en enero de 2014 consideraba que se había alcanzado en un 60 % la línea base de producción pactada en 2011 (Blu Radio, 27/01/2014). Según la Contraloría General de la República, en el proyecto se habría invertido más de 250 millones de dólares, sin los resultados esperados.

El 23 de julio de 2014 en un comunicado conjunto de Ecopetrol y Pacific Rubiales declararon terminado el proyecto piloto Star. El cierre estuvo precedido de múltiples denuncias de comunidades, organizaciones y políticos que auguraban su fracaso, además de los múltiples problemas ambientales. No obstante, y a pesar de las malas experiencias, el gobierno del presidente Juan Manuel Santos ha puesto los ojos en el incremento de la producción en los campos de crudos pesados. Es así como en 2015 Ecopetrol terminó la construcción de la planta demostrativa de desasfaltado en Chichimene, en el

Meta, con tecnología desarrollada por el ICP. Tendrá una capacidad de procesar 200 barriles de petróleo por día y contó con una inversión superior a los \$103 mil millones (unos USD 35 millones) y se construyó en año y medio. El objetivo es disminuir la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados de los Llanos para facilitar su transporte por oleoductos.

A modo de conclusión, en lugar de caminar hacia una senda de sustentabilidad, invirtiendo en la investigación y aplicación de energías alternativas, se sigue priorizando el camino de los fósiles. Sin embargo, la resistencia a estos proyectos sigue creciendo en la región y en el país. Las voces suenan en Caquetá, Meta, Putumayo, y Magdalena Medio. El pulso está fuerte entre opositores y promotores de los proyectos extractivos. El nuevo momento de paz que vive Colombia tendrá como principal protagonista las luchas por el agua y contra el petróleo.

Fuentes:

Acción Ecológica (2013). Pungarayú. El horror de los crudos pesados. Diciembre, Quito, 169.

Ape.com.co (23/08/2013). "Crudos pesados: Un negocio de talla mayor".

Blu Radio (27/01/2014). "Contraloría encontró diferencias entre Ecopetrol y Pacific por proyecto Star".

Campetrol (18/06/2015). "Crudos pesados: el reto para Colombia".

Colombia Energía (23/01/2013). "Crudos pesados, la gran apuesta del sector".

Conaway, C. (1999). *The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide*. Tulsa: Pennwell Publishing Co. En *Oilfield Review* 18 (2006): 35-59.

FIDH & CAJAR (2016). *El costo humano del petróleo: Estudio de impacto en los derechos humanos de las actividades de Pacific Exploration & Production Corp. en Puerto Gaitán*.

International Energy Agency (2012). *World Energy Outlook*.

La República (20/06/2015). "Ecopetrol necesita aumentar eficiencia en crudos pesados".

Portafolio (03/08/2011). *Producción mundial de crudo pesado crecerá el 44% en 10 años*.

Schlumberger, Oilfield Review (2006). *La importancia del petróleo pesado*. Págs. 38 – 59.

UPME (2012). *Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia, diciembre, Bogotá.

VANEGAS, Oscar, s/f. *Verdades sobre el Proyecto Star*.

Cómo citar este artículo:

Roa Avendaño, Tatiana (2017). Colombia: "Los pesados amplían la frontera extractiva", en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

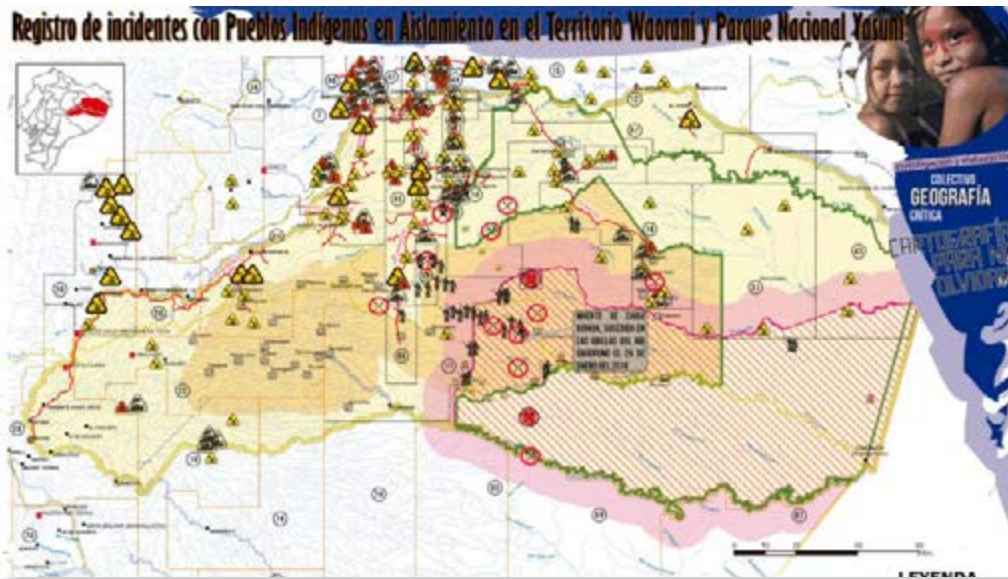
La violencia como modelo

● *La frontera petrolera ha cercado y presionado los territorios de los pueblos indígenas, desencadenando hechos de violencia como masacres de grupos en aislamiento voluntario, muerte de miembros de la nacionalidad waorani –que son de reciente contacto– y de campesinos mestizos. Un recuento de los sucesos acontecidos evidencia que esos hechos no se circunscriben a un momento de la historia sino que la violencia es parte de un modelo de extracción extrema en Ecuador.*

Energía extrema es un concepto que generalmente se relaciona con la aplicación de nuevas y sofisticadas tecnologías para facilitar la ampliación de la frontera petrolera y que conlleva enormes riesgos geológicos, ambientales y sociales. En Ecuador podemos afirmar que este tipo de energía procede de la explotación de crudo en campos ubicados dentro y alrededor de los

territorios megabiodiversos de la Amazonía, ancestralmente ocupados por pueblos indígenas y entre ellos al menos dos en situación de aislamiento, los tagaeri y taromenane, relacionados culturalmente con los waorani. Es decir, el carácter extremo no se lo da necesariamente el componente tecnológico sino los procesos que desencadena.

Sin duda la población más afectada en toda la historia petrolera en el Ecuador ha sido la indígena, en cuyos territorios ancestrales se instalaron las infraestructuras extractivas. El pueblo waorani, cuyo territorio ancestral se extiende desde el río Napo al río Curaray, es uno de los más impactados, no solo por las exploraciones petroleras –que inician a finales de la década del 30–, sino mucho antes, en la época de la explotación del caucho, de 1890 a 1920, cuando los capturaban y esclavizaban en las grandes haciendas. También el incentivo del



● Registro de incidentes con Pueblos Indígenas en aislamiento. Paola Maldonado y Braulio Gutierrez, Colectivo de Geografía Crítica.

comercio por los ríos afectó a los indígenas ubicados en Shiripuno y Tiputini. Se registraron muchas muertes en esa época. Años después los waorani expandieron el territorio, desplazados por la explotación del caucho y las haciendas agrícolas, ocasionando conflictos y ataques con otros pueblos indígenas de la zona (Cabodevilla, 2010).

La primera época petrolera se inició en 1937, con la entrada de la compañía Shell, quien ubicó un campamento en Arajuno, construyó carreteras y aeropuertos, y contrató a trabajadores kichwa, quienes tuvieron varios enfrentamientos con los waorani que se ubicaban desde Arajuno hasta la bocana del Yasuni. Se registra que los waorani atacaron Arajuno y mataron a 20 kichwas. Más tarde, la guerra con el Perú en 1942, relacionada con intereses petroleros, también afectó a los waorani.

No había waorani en el Perú. Cuentan que los peruanos subían por todos los ríos, incluido el Yasuni, y capturaban a waorani, sapara y kichwa.

En 1956 el ingreso al territorio waorani de misioneros evangélicos del Instituto Lingüístico de Verano (ILV) de los Estados Unidos permitió el contacto, la agrupación y la reubicación de la mayoría de clanes, con el apoyo logístico de las petroleras. Estas acciones favorecieron la entrada de empresas, pues sacaron a los waorani de su amplio territorio ancestral y los redujeron en otro mucho más pequeño. El éxito de estas acciones se debe a que se produjo una interrelación misioneros-waorani con los petroleros-militares para ayudarse mutuamente (Cabodevilla, 2010). En esta época también se registraron muchos ataques y muertes en enfrentamientos entre waorani ya contactados

y aún no contactados, y también con los tagaeri, que ya estaban aislados.

Precisamente el aislamiento de grupos waorani, confundidos con los tagaeri, se remonta al tiempo del auge petrolero, en los años 60-70. Según algunos investigadores, los pueblos aislados tagaeri y taromenane se rehusaron al contacto en el momento del proceso de pacificación, reubicación y pérdida del territorio padecido debido a la avanzada de la frontera petrolera y a la obra del ILV (Proaño, 2010).

En 1964 el gobierno ecuatoriano entregó en concesión cerca de 500 000 ha. de bosque húmedo tropical a la norteamericana Texaco para que realice trabajos de exploración y explotación en lo que hoy son las provincias de Sucumbios y Orellana, en los territorios ancestrales Cofán, Kichwa y Waorani. Tres años más tarde la empresa descubrió el primer yacimiento petrolero comercial en la zona de Lago Agrio, en la frontera con Colombia, en los años siguientes extendió sus operaciones hacia el sur. En total, en los 28 años que permaneció en el país, perforó 399 pozos y construyó 22 estaciones de producción. A la salida de Texaco, en 1992, los campos petroleros pasaron a ser operados por la estatal Petroecuador, hoy Petroamazonas EP.

La empresa Texaco, en consorcio con la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), contrató a la empresa exploradora francesa CGG para realizar la prospección sísmica al sur del río Napo, en territorios donde ancestralmente se ubicaba el pueblo Waorani

y los pueblos aislados. La expansión de la frontera extractiva en la zona de refugio de los pueblos aislados y los incidentes mortales que ocurrieron en bloques petroleros en los años 70 y 80 hicieron posible su visibilización en la opinión pública. En estas décadas se registraron enfrentamientos directos entre trabajadores petroleros y pueblos indígenas aislados. Resalta el ataque ocurrido en noviembre de 1977 en Shiripuno, donde mueren tres trabajadores de la empresa CGG lanceados por los tagaeri (Cabodevilla, 2010). Mientras que en 1987 mueren lanceados el obispo del Vicariato de Aguarico, monseñor Labaka, y la religiosa Inés Arango, quienes después de varios intentos no pudieron conseguir el cese de las actividades extractivas en el área. Ingresaron a territorio tagaeri porque los militares iban a entrar para desalojar la zona y posibilitar que la empresa CEPE empiece la prospección sísmica. El obispo antes de emprender el viaje habría dicho: "Si yo no voy, los van a matar" (Cabodevilla, 1999).

En la década del 80 se aplicó en el país una nueva política que promovió la apertura petrolera, iniciándose rondas de licitaciones para que empresas privadas ingresen a explorar y explotar en territorios indígenas y en áreas protegidas, como es el caso del Parque Nacional Yasuni. La entrada de nuevas empresas petroleras en la zona ejerció más presión en los territorios indígenas, lo que se reflejó en nuevos hechos de violencia. Resalta aquí el relato del ataque a un campamento petrolero en El Tigüino, en el año 1989, en el que murieron por ataques con lanza un

trabajador y una mujer, y dos guerreros tagaeri por disparos. Días después un helicóptero verde disparó sobre la casa tagaeri y tres mujeres fueron acibilladas (Cabodevilla, 1999).

Hasta el año 2012 el Ecuador lanzó 11 rondas de licitaciones petroleras internacionales, a través de las cuales ingresaron al país aproximadamente 15 empresas transnacionales. Actualmente existen 65 bloques petroleros, de los cuales 38 están en operación y 27 están por licitar. De los bloques en operación, en los 19 grandes está Petroamazonas y en los otros 19 –la mayoría pequeños– están empresas transnacionales. Resalta la presencia de empresas chinas como operadoras de bloques o como prestadoras de servicios a otras empresas.

La explotación petrolera en Ecuador ha dejado un nefasto impacto tanto al ecosistema amazónico como a la población. Algunos estudios indican que el ingreso de Texaco a lo que hoy es Sucumbíos, aceleró el proceso de extinción del pueblo indígena Tetete.

Las marcas del petróleo

La explotación petrolera en Ecuador ha dejado un nefasto impacto tanto al ecosistema amazónico, caracterizado por su megabiodiversidad, como a la población indígena y campesina que allí habita. Una descripción detallada de

la destrucción que ocasionó esta actividad se encuentra en la sentencia del juicio que pobladores de la Amazonía pusieron contra la empresa estadounidense Texaco, hoy Chevron. Algunos estudios indican, por ejemplo, que el ingreso de Texaco a lo que hoy es la provincia de Sucumbíos, aceleró el proceso de extinción del pueblo indígena tetete, que hoy ya no existe.

Como un intento de dictar políticas que protejan a los pueblos aislados, en 1999 el gobierno ecuatoriano declaró la zona sur del Parque Nacional Yasuni –exactamente 758 048 ha.– como “zona intangible de conservación vedada a perpetuidad a todo tipo de actividad extractiva, las tierras de habitación y desarrollo de los grupos Huaorani conocidos como Tagaeri, Taromenane y otros eventuales que permanecen sin contacto”.¹ El territorio de los pueblos aislados tagaeri y taromenane en los últimos 20 años ha sido ocupado por bloques y campos petroleros cuyos límites se superponen con el territorio ancestral waorani, el Parque Nacional Yasuni y parte de la zona intangible.

Ocho años después, en el año 2007, bajo decreto 2187, el gobierno ecuatoriano delimitó la Zona Intangible Tagaeri Taromenane (ZITT), ratificando que “en esta Zona se garantizará y respetará el derecho del pueblo Huaorani y de los pueblos ancestrales en aislamiento voluntario a realizar sus

1 Decreto Ejecutivo N° 552 publicado en el Suplemento del Registro Oficial N° 121 del 2 de febrero de 1999.



● Manifestación contra la explotación del Parque Yasuni - EFE.

tradicionales actividades de caza y pesca; así como el uso habitual de los recursos de la biodiversidad con propósitos de subsistencias”.² El artículo 2 de este decreto establece una “Zona de Amortiguamiento de diez kilómetros de ancho contiguo a toda la zona intangible”. En la “zona de amortiguamiento se prohíbe la realización de actividades extractivas de productos forestales con propósitos comerciales; igualmente, se prohíbe el otorgamiento de concesiones mineras”.

Sin embargo, la página Geoyasuni.org ofrece interesantes datos de la situación de la Zona de Amortiguamiento, que tiene una área de 467 530 ha. El 78 % de la superficie está cubierta por

2 Decreto Ejecutivo N° 2187 del 3 de enero del 2007.

bloques petroleros: 59,99 % en Ecuador y 18,02 % en Perú. Mientras los bloques Ishpingo, Tambococha, Tiputini (ITT) y 31 intersectan la Zona Intangible, con una superficie de 30 202,25 ha. y 10 391,80 ha., respectivamente (Pappalardo y De Marchi, 2013).

La zona intangible del Parque Nacional Yasuni, destinada a territorio de pueblos en aislamiento, está completamente rodeada de concesiones petroleras. Al norte limita con los bloques 14 (Petrooriental), 16 (Repsol), 31 (Petroamazonas) y 43 (Petroamazonas); al oeste con el bloque 17 (Petrooriental), al sur con los bloques 83 (Andes Petroleum); 84 (Secretaría de Hidrocarburos) y 87 (Secretaría de Hidrocarburos); y al este con los lotes 39 (Repsol Exploración Perú), 121 (SubAndean) y 67 (Perenco), en el Perú.



● Mapa de la reserva de biósfera Yasuní con bloques petroleros y evidencia de la presencia de pueblos no contactados - S. Crespo y P. Cabrera.

Además, según una investigación realizada en 2008, hay presencia de pueblos indígenas aislados fuera de los límites de la Zona Intangible. Este estudio demuestra que el Parque Nacional Yasuni y su zona de amortiguamiento es área de desplazamiento de los Pueblos Indígenas Aislados. Se ha documentado su presencia en los alrededores de las comunidades de Dicaro, Yarentaro, Iro y Gabaron, dentro del bloque 16, operado por Repsol. También se ha constatado la presencia permanente de pueblos indígenas aislados en el bloque 14, entre los ríos Tivacuno y Mencaro (río Tiwino) (Proaño y Colleoni, 2008). Es evidente que la actual delimitación de la Zona Intangible Tagaeri-Taromenane no responde

a la territorialidad ejercida por los pueblos aislados.

La presencia de agentes externos como las petroleras facilitaron la llegada de actividades colaterales como la colonización desordenada, las madereras legales o ilegales, la construcción de carreteras y la destrucción ecológica del territorio habitado por los pueblos indígenas aislados. Además de generar altos niveles de ruido que, de acuerdo con repetidos testimonios, molestan a los aislados, también ha creado condiciones para intensificar los conflictos interétnicos debido a la presión que ejercen sobre sus territorios. Con esto están vulnerando los derechos fundamentales de estos pueblos.

En las últimas dos décadas se han registrado hechos violentos que de alguna manera, directa o indirectamente, han tenido relación con las políticas petroleras que han promovido la ampliación de la frontera de esta actividad:

La masacre de 2003, en la que murieron al menos 15 aislados. Aunque no fue realizada cerca de la infraestructura petrolera, sus autores, guerreros waorani del grupo babeiri, pertenecen a una comunidad muy dependiente de la actividad petrolera.

El ataque de marzo de 2008 en el que muere lanceado un maderero. Ocurrió a escasos kilómetros de la carretera petrolera conocida como vía Auca, cerca del campo petrolero Armadillo.

El ataque ocurrido en 2009, en el que mueren lanceados tres miembros de una familia colona y un bebé es secuestrado (apareció vivo dos días después, cerca del lugar del ataque). Sucedió a escasos metros del pozo petrolero Hormiguero, en el bloque 17, operado por la empresa china Petroriental.

El ataque del 5 marzo de 2013, en el que murieron lanceados dos ancianos waorani. Sucedió a escasos kilómetros de la carretera que conduce al pozo Daimi, cerca de la comunidad de Yarentaro. A pocos metros trabajaba una cuadrilla petrolera, en el bloque 16, operado por Repsol.

La masacre de finales de marzo de 2013, en la que murieron al menos 20 taromenane y que ocurrió como venganza por la muerte de los ancianos en Yarentaro. Posiblemente sucedió

La falta de decisiones políticas para la protección de los pueblos en aislamiento perpetúa la violencia y profundiza el carácter extremo del crudo ecuatoriano.

a unos 30 km del campo Armadillo y sus autores salieron de los campos del bloque 16. Hay que aclarar que los taromenane en esa fecha contaban con medidas cautelares otorgadas por la Comisión Interamericana de Derechos Humanos. Es decir el Estado ecuatoriano tenía la obligación de proteger a estos pueblos y no lo hizo.

El 25 de enero de 2016 se registró otro hecho violento en el río Shiripuno que dejó un waorani muerto por lanzas y una mujer herida. Este ataque ocurrió dentro de la Zona Intangible, a unos 25 km en línea recta del bloque Armadillo.

A pesar de todos estos hechos, los gobiernos han priorizado siempre los ingresos económicos que genera la explotación petrolera y han promovido la ampliación de la frontera, quedando marginados los derechos y la vida de los pueblos indígenas, incluso de los pueblos aislados, que están protegidos por la Constitución de la República: "Los territorios de los pueblos en aislamiento voluntario son de posesión ancestral irreductible e intangible, y en ellos estará vedada todo tipo de actividad extractiva. El Estado adoptará medidas para garantizar sus vidas, hacer respetar su autodeterminación y voluntad de permanecer en aislamiento, y precautelar la observancia de sus derechos. La

violación de estos derechos constituirá delito de etnocidio que será tipificado por la ley”.³

A nivel internacional también existe normativa para proteger a los pueblos indígenas aislados, por ejemplo: de acuerdo a las directrices de Naciones Unidas para Pueblos en Aislamiento Voluntario, se deben prohibir y revocar inmediatamente los contratos con fines extractivos en sus territorios (United Nations. Human Rights, 2012). Sin embargo, las presiones que ejercen las empresas petroleras para expandir la frontera extractiva condicionan la posibilidad de crear políticas de protección de pueblos aislados. Ejemplos de las últimas decisiones del Estado respecto de ampliar la presión sobre los pueblos aislados se dan en los bloques 14, 17, 43, 31, 83, 66 del Campo Armadillo.

Armadillo salió a licitación como campo marginal, en la X Ronda Petrolera en 2012, a pesar de que en esa época había evidencias de presencia de pueblos aislados en la zona. El campo no fue adjudicado a ninguna empresa y Petroamazonas inició las operaciones de prospección. En febrero del 2015 Petroamazonas firmó un contrato con el consorcio Ecuaservoil (Belorusneft, Edimpetrol) para optimizar la operación del bloque. Se inició una campaña para evitar que se entregue la licencia ambiental para la prospección sísmica, que intentaba intervenir incluso fuera

del bloque, por existir evidencias de presencia de pueblos aislados. Finalmente se logró que se excluyera de la sísmica la parte este y sureste del bloque, pero esto no resuelve el riesgo, pues los puntos de presencia están fuera de la zona de exclusión. También se consiguió evitar el desarrollo de las plataformas Yampuna, Avant, Tiwae y Aguila, ubicadas en los bloques 14 y 17, pero la amenaza no termina, pues la empresa china Petroriental está presentando los términos de referencia para iniciar la exploración sísmica en esos bloques.

Por otra parte, en agosto de 2013 el gobierno ecuatoriano decidió acabar con la Iniciativa Yasuní ITT, que pretendía dejar en el subsuelo el 20 % de las reservas petroleras localizadas en el bloque 43, en el Parque Nacional. Uno de los argumentos de la Iniciativa era precisamente que ese lugar es territorio de los pueblos indígenas aislados, por lo que era necesario evitar un genocidio. Inmediatamente se dio paso a los trámites para iniciar la explotación de los bloques 31 y 43.

El 25 de enero de 2016, a aproximadamente la misma hora en que ocurría la última matanza en el Yasuní, el gobierno ecuatoriano firmó un contrato de prestación de servicios con la empresa china Andes Petroleum para que explore en los bloques 79 y 83, asentados en territorios en los que el mismo gobierno ha reconocido la presencia de pueblos aislados y además son territorios Sapara y Kichwa.

La violación más grande para los pueblos aislados es que no tienen territorio,

es una violación de derechos humanos colectivos. Si no tienen territorio no tienen dónde ejercer sus derechos. Es necesario crear uno mientras estén aislados, asociado a toda la normativa nacional e internacional para derechos indígenas, de esta forma se puede proteger sus derechos y evitar el genocidio. Lamentablemente los funcionarios de los diferentes gobiernos han intentado negar la presencia de los pueblos indígenas aislados. Como ejemplo están las declaraciones ante los medios del ex ministro de Recursos Naturales No Renovables, Ec. Wilson Pástor en febrero de 2010. Dijo que no había evidencia contundente de la presencia de pueblos aislados, y que más bien podrían ser “hechos prefabricados”, con lo cual condicionó la política dirigida a los pueblos en aislamiento voluntario a través de su omisión (Acción Ecológica, 8/04/2013). Asimismo, la ministra del Ambiente, Marcela Aguiñaga, en agosto de 2013, después de la masacre ocurrida en marzo de ese año, manifestó: “El ministro de Justicia tendrá que pronunciarse en torno a la evidencia científica de si hay o no estos pueblos en dicha zona” (Vera, 23/08/2013).

Cualquier programa de protección a los pueblos aislados tiene que necesariamente pasar por adjudicarles un territorio y prohibir en él la extracción petrolera, y esto debería dar paso a una transición hacia un nuevo modelo económico, hacia un Ecuador pospetrolero. La falta de decisiones políticas en ese sentido perpetúan la violencia y violación de derechos humanos colectivos profundizando el carácter extremo del crudo ecuatoriano.

Fuentes:

- Acción Ecológica. *Etnocidio: Del Horror a la búsqueda de responsabilidades*.
- Cabodevilla, M. A. (1999). Los Huaorani en la historia de los pueblos del oriente. CICAME 2° Edición.
- (2010). La Nación Waorani. Noticias Históricas y Territorio. Orellana, Ecuador.
- Pappalardo, S.E. y De Marchi, M. (2013). *Geografía de la Zona Intangible Tagaeri Taromenane ¿Una jaula petrolera?*
- Proaño, José (2010). Voces de la Selva. Noticias recientes sobre los Pueblos indígenas aislados en la Amazonía ecuatoriana. Quito, Ecuador.
- Proaño José y Colleoni Paola (2008). *Taromenane Warani Nani. Pueblos Indígenas en Aislamiento Voluntario Tagaeri Taromenane en la Amazonía ecuatoriana*. Ediciones Abya Yala, Quito.
- United Nations. Human Rights (2012). *Directrices de protección para los pueblos indígenas en aislamiento y en contacto inicial de la Región Amazónica, el Gran Chaco y la Región oriental de Paraguay*. OACNUDH. Ginebra.
- Vera, Carlos Andrés (23/08/2013). Polificción. *Los Taromenani no existen*.

Cómo citar este artículo:

Almeida, Alexandra (2017). “La violencia como modelo”, en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

3 Segundo inciso del numeral 21 del artículo 57 de la Constitución Política de la República del Ecuador (2008).



Por
**Emiliano Teran
Mantovani**
(Oilwatch Latinoamérica,
Venezuela)

Orinoco al extremo:

la Faja Petrolífera y el Arco Minero, extractivismos de alto riesgo



Si analizáramos la extraordinaria crisis que vive Venezuela en clave histórica, podríamos notar que se trata de una crisis de largo plazo, determinada por el agotamiento del modelo de acumulación rentista petrolero. Esto no solo se evidencia en las consecuencias de la “enfermedad holandesa” en la estructura económica venezolana, la notable inestabilidad del mercado energético internacional, los marcados desequilibrios macroeconómicos que se desarrollan desde la década del 80, o el crecimiento sostenido del consumo doméstico de recursos naturales y en general del metabolismo social, sino también en transformaciones significativas en la composición del petróleo venezolano. Esto último supone que las condiciones favorables que permitieron un acelerado desarrollo del capitalismo rentístico entre las décadas del 20 y 60 han venido modificándose progresivamente, con importantes implicaciones

económicas, políticas, geopolíticas y ambientales. Los yacimientos convencionales del Zulia (Occidente) y Norte de Monagas y Anzoátegui (Oriente), en su mayoría con más de setenta años de explotación masiva, se encuentran en proceso de agotamiento y con costos crecientes de recuperación primaria y secundaria.

Esta condición le ha otorgado mayor importancia histórica a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), una extensa acumulación de crudos pesados y extrapesados ubicada al norte del río Orinoco, que abarca más de 55 000 km². Desde el gobierno del presidente Hugo Chávez –principalmente a partir de 2004–, el proyecto es relanzado y reformulado, planteando enormes metas de “producción” para elevar las cuotas hasta 4 millones de barriles diarios solo en la FPO, con niveles de inversión de hasta USD 236 000 millones hasta el

Área comprendida por el “Arco Minero del Orinoco”, donde se concentrarían las reservas de oro, diamantes y coltán de Venezuela - Lapatilla.com

2021. En su momento el propio presidente Chávez catalogó a la FPO como la base para convertir a Venezuela en una "potencia energética mundial".

El Gobierno nacional ha logrado que las cuotas de extracción en la FPO den un salto histórico en los últimos años, para llegar a 1 228 300 barriles diarios en el año 2014 –563 000 barriles diarios en 2006–, fundamentalmente en los bloques Junín y Carabobo. Esto implica que la extracción de crudos pesados y extrapesados pasó de representar el 38 % del total del petróleo extraído en Venezuela en 2006 al 58,8 % en 2014.

No obstante, es necesario señalar que el derrumbe de los precios del crudo a partir del año 2014 y la crisis económica nacional suponen que las metas de expansión planteadas en la FPO enfrentan enormes obstáculos, y el propio negocio se ha vuelto muy inestable. Los proyectos de la faja requieren de la perforación constante para mantener la producción y la crisis de liquidez de Petróleos de Venezuela (PDVSA) impide sostener este ritmo. Es probable una situación de ralentización del crecimiento de la producción en la FPO, lo que además está en el marco de una caída sostenida a escala nacional al menos desde 2011. La cuota total de producción petrolera en 2015 fue de 2 746 000 barriles diarios, en un país que tiene ya varios años promediando por encima de los 3 millones de b/d.

A pesar de que la apuesta gubernamental es mantener y acelerar las inversiones en la faja, al menos hasta el momento este proyecto no parece

resolver la encrucijada histórica en la que se encuentra el modelo nacional de acumulación de capital. En ese sentido, en el país no solo se está avanzando hacia el camino de los hidrocarburos no convencionales, sino a una extendida e intensa penetración de las "nuevas fronteras de las *commodities*". Esto implica una significativa reorganización geoeconómica del territorio nacional para así relanzar el extractivismo, ahora con un perfil que podemos catalogar de "extremo".

En este nuevo mapa nacional, que comienza a esbozarse a partir de 2004-2005 en el gobierno del presidente Chávez y que se va formalizando con el actual gobierno del presidente Nicolás Maduro, la cuenca del Orinoco representa un núcleo geográfico central donde se va imponiendo un gran polo de desarrollo, uniendo la FPO con el megaproyecto del *Arco Minero del Orinoco* (AMO). El AMO es un extenso cinturón de minerales de 111 843,70 km² (12 % del territorio nacional, con el mismo tamaño de Cuba) que cubre toda la zona norte del extenso estado Bolívar, al sur del río Orinoco, y que se está negociando para la explotación de oro, diamantes, hierro, coltán, bauxita, entre otros minerales. Juntos, el AMO y la FPO conforman un enorme polo de desarrollo de 175 000 km², en el marco de lo que en 2011 el presidente Chávez denominara el "Plan de Acción Estratégica en Dos Horizontes".



● "El agua vale más que el oro", consigna que vertebra las luchas contra el extractivismo en América Latina - Diario Jornada (Argentina)

Orinoco al extremo: el nuevo polo geográfico de un extractivismo de alto riesgo

El giro del extractivismo petrolero hacia la FPO y el AMO, junto con un potente relanzamiento de proyectos gasíferos *offshore* en la extensa fachada caribeña y atlántica, o el avance de la frontera de carbón en la Sierra de Perija, entre otros, evidencia que hemos entrado en una nueva fase histórica de la economía venezolana, ahora bajo un perfil de energías extremas. Esto es así, sea por los mayores riesgos ambientales y geológicos implicados en estos proyectos, por la colonización de muchas de las últimas fronteras poco intervenidas del país, por el mayor nivel de intensidad de los métodos de intervención y transformación de

los territorios, por las más altas cantidades de energía empleadas en estas actividades extractivas, por sus más altos costos de producción; pero a su vez, por las pautas cada vez más desreguladas de acumulación de capital (en forma de acumulación originaria) que se plantean en los acuerdos con las corporaciones transnacionales, y por los dispositivos policiales y militares de control y vigilancia en las zonas ocupadas. Todos estos elementos se desarrollan en un entorno ambiental en el país mermado por cien años de explotación petrolera, junto a otros ecosistemas poco intervenidos en las nuevas fronteras de la extracción, que son muy vulnerables al impulso de estos factores de colonización territorial.

En la FPO son utilizados entre 3 y 4 barriles de agua para obtener un barril de crudo sintético (mejorado); es



necesario desplegar una red de infraestructuras mucho más grande para la extracción, procesamiento (que en este caso es doble, pues antes de la refinación pasa por el mejoramiento) y distribución de estos crudos extrapésados; se generan grandes cantidades de desechos tóxicos (tales como el coque y el azufre) y los derrames pueden ser más devastadores, por mencionar algunas consecuencias. En el AMO, los niveles de intensidad minera propuesta no tienen precedentes en la historia de Venezuela. La alta huella de materiales de esta megaminería a cielo abierto implica enormes niveles de deforestación y pérdida de biodiversidad en una de las biorregiones más delicadas del país, donde habita la mayor parte de los pueblos indígenas. Grandes cantidades de agua serían utilizadas para obtener un gramo de oro, y una severa contaminación con cianuro, arsénico y otras sustancias tóxicas amenazan muchos de los vitales ríos que componen la cuenca del Orinoco, una de las principales reservas hídricas del país.

Es importante destacar que estos proyectos no solo entrañan impactos en

los territorios donde se desarrollan, sino que afectan la vida integral del país debido a que perjudican la distribución de agua de las densas áreas urbanas, los regímenes de lluvia o contribuyen más intensamente al agravamiento del problema del cambio climático, por mencionar algunas secuelas. Como ya ha sido mencionado, además de las externalizaciones socioambientales, también se extrema la externalización económica. Las grandes necesidades de recursos naturales de los centros capitalistas y de las economías emergentes, y los vínculos en Venezuela entre el endeudamiento externo y los pagos con petróleo –principalmente a China–, promueven y empujan al mantenimiento y crecimiento de proyectos de hidrocarburos no convencionales; a pesar del mal momento en términos de inversiones y rentabilidad para impulsar su expansión.

A principios de 2016 PDVSA daba a conocer planes para invertir USD 9000 millones para áreas de exploración y producción, fundamentalmente en la FPO. En septiembre de este año se anunciaba la puesta en marcha de un proyecto de enormes magnitudes –“como pocos en el mundo”– para la perforación de 480 pozos con la meta de incrementar la producción en la faja en 250 mil barriles diarios para los siguientes 30 meses. La inversión alcanza los USD 3230 millones e involucra corporaciones como Schlumberger, Horizontal Well Drillers, Baker Hughes, Halliburton y la venezolana Y&V. Del mismo modo, Venezuela ha conseguido apoyo financiero de China para levantar esta producción, el compromiso

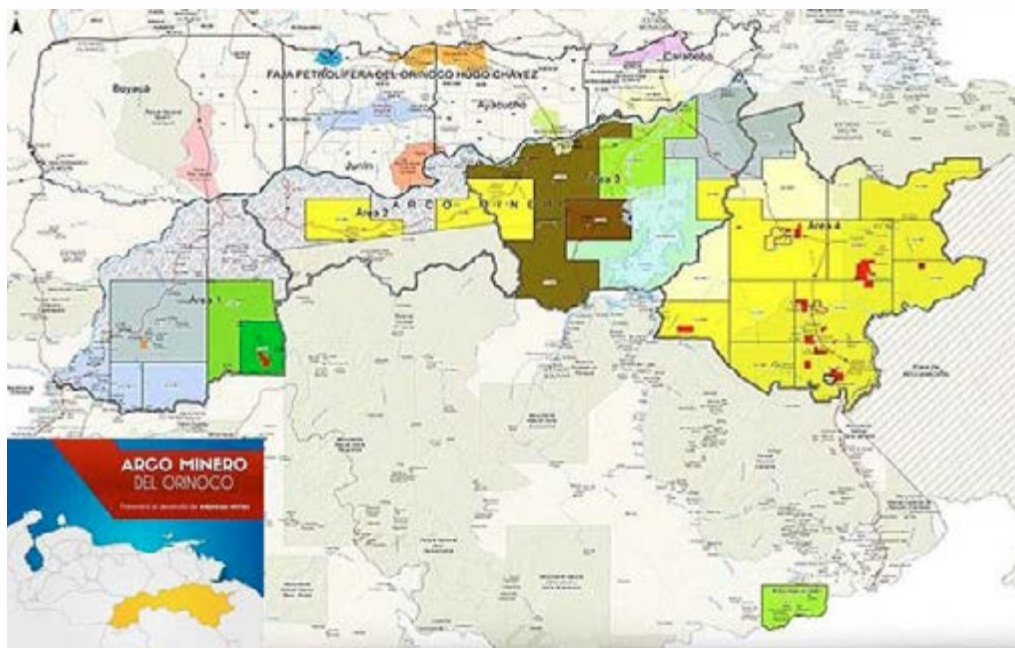
de compañías rusas como Rosneft y federaciones empresariales venezolanas para mantener las inversiones en el proyecto.

La clave del negocio está en profundizar la flexibilización económica de los marcos de los acuerdos, derribando al máximo posible los obstáculos a las ganancias que perciban las corporaciones involucradas. Por ejemplo, desde principios de 2016 el ministro de petróleo, Eulogio Del Pino, ha planteado que la FPO debe tener un “régimen especial de inversiones para lograr su pleno desarrollo”. Estas medidas se enmarcan en la Ley de Regionalización Integral (LRI) decretada en noviembre de 2014 –Gaceta Oficial N° 6151 Extraordinario, decreto 1425–, la cual plantea las figuras de las “Zonas Estratégicas de Desarrollo Nacional” (ZEDN) y las “Zonas Económicas Especiales” (ZEE) tomadas del modelo chino. En estas zonas se formaliza un proceso de liberalización integral de regiones del país, con suspensión de restricciones arancelarias y de impuestos, simplificación de trámites, estímulos fiscales y aduanales para las empresas, flexibilización laboral (y se intuye que también ambiental), creación de autoridades territoriales *ad hoc*, entre otras. El 19 de febrero, el presidente Maduro decretó la FPO como ZEDN, haciendo lo mismo el 24 de ese mes con el AMO.

Estos proyectos, sobre todo el AMO, son impuestos de manera autoritaria, sin ninguna consulta a los pobladores y pobladoras de las zonas afectadas, muchos de ellos pueblos indígenas. Tampoco existe transparencia con

los acuerdos realizados, tomando en cuenta no solo la falta de información y datos de las operaciones realizadas, sino también el secretismo que ha caracterizado hasta la fecha los acuerdos firmados con las empresas mineras transnacionales. El factor que completa estas modalidades extremas de apropiación de recursos naturales y generación de energía se encuentra en los dispositivos de seguridad asignados a las zonas de explotación. En simultáneo con el decreto de creación de la ZEDN del AMO se estableció una Zona de Seguridad Militar, “con el fin de reimpulsar los nuevos negocios que permitirán el desarrollo integral del margen sur del Río Orinoco”. De la misma forma, a fines de octubre el ministro para la Defensa, Vladimir Padrino López, activó la Unidad Especial de Seguridad y Protección en la FPO. Estas figuras de administración territorial constituyen una militarización de los recursos naturales y la conformación de estados de excepción de baja intensidad, en el marco de una intensa disputa política en el país y de tensiones geopolíticas por el control de estos recursos estratégicos.

Lejos de representar una solución, estas tendencias extractivistas acentúan la profunda dependencia de la importación de alimentos, los altos niveles de consumo de energía y materiales y la insostenibilidad socioecológica.



● Mapa del Arco Minero del Orinoco - Gobierno Bolivariano de Venezuela.

Como hemos visto, las energías extremas se desarrollan no solo en la búsqueda de hidrocarburos y recursos mineros en zonas ambiental y geológicamente más riesgosas y complicadas, sino que conllevan adicionalmente una política integral sobre los territorios, la economía y la vida. La crisis del período progresista en América Latina, el estancamiento de la economía global y las peligrosas disputas geopolíticas por el control de recursos naturales estratégicos son factores que presionan el avance de estas extracciones de alto riesgo.

Lejos de representar una solución, estas tendencias van profundizando el carácter extractivista y rentista de la economía venezolana, su profunda dependencia a la importación de

alimentos, su propensión a los altos niveles de consumo de energía y materiales y a la insostenibilidad socioecológica. Y adicionalmente representan una declaración de la incapacidad de los gobernantes de turno y de los sectores de oposición para plantear un modelo alternativo que promueva la autonomía de los territorios y de la economía, y la capacidad de garantizar una vida digna y sana a las generaciones actuales y futuras. Mientras tanto, comunidades indígenas y organizaciones sociales y ambientales continúan planteando resistencias dentro y fuera de las nuevas fronteras de las *commodities* en Venezuela, para intentar detener el avance de este extractivismo extremo.

Fuentes:

AVN (21/10/2016). "Activan unidad especial de seguridad en Faja Petrolífera del Orinoco".

AVN. (25/01/2016). "Proponen para la Faja Petrolífera del Orinoco régimen especial de inversiones".

Baptista, A. (2004). *El relevo del capitalismo rentístico: hacia un nuevo balance de poder*. Caracas: Fundación Polar.

Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela (2014). Decreto con rango, valor y fuerza de Ley de Regionalización Integral para el Desarrollo Socioproductivo de la Patria. No. 6151 Extraordinario. Decreto 1425.

Ministerio del Poder Popular de Petróleo (25/10/2016). "Del Pino y Sechin conversaron sobre el consenso entre productores".

Ministerio del Poder Popular de Petróleo (19/02/2016). "Presidente Maduro decretó Faja Petrolífera del Orinoco como Zona de Desarrollo Estratégico".

Moore, Jason W. (2000). "Sugar and the Expansion of the Early Modern World Economy". *Review*, 23(3), pp. 409-433.

Navarro, I. (2016). "Pymes y Pdvsa invertirán \$900 millones en la Faja".

PDVSA (2015). "Informe de Gestión Anual 2014".

PDVSA (2016). "Informe de Gestión Anual 2015".

PDVSA (24/02/2016). "Presidente Maduro firmó decreto de Zona de Desarrollo Nacional del Arco Minero del Orinoco".

Reuters (8/07/2016). "Venezuela y China unen esfuerzos para elevar producción de la Faja Petrolífera del Orinoco".

Teran Mantovani, E. (2014). *El fantasma de la gran Venezuela*. Caracas: Fundación Celarg.

Teran Mantovani, E. (2016). "Las luchas contra el megaproyecto del Arco Minero del Orinoco, Venezuela". EJAtlas.

Últimas Noticias (21/09/2016). "Pdvsa inicia la perforación más grande del mundo en la Faja Petrolífera del Orinoco".

Últimas Noticias (24/02/2016). "Crean Zona de Desarrollo Estratégico del Arco Minero del Orinoco".

UNEP (2013). "Recent Trends in Material Flows and Resources Productivity in Latin America".

Cómo citar este artículo:

Terán Mantovani, Emiliano (2017). "Orinoco al extremo: la Faja Petrolífera y el Arco Minero, extractivismos de alto riesgo", en *Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica*. Oilwatch Latinoamérica.

Carbón 2.0, otro capítulo de la trama no convencional en Latinoamérica



A pesar de las campañas globales para desincentivar su uso y reducir las emisiones de CO2, los promotores del carbón insisten, e incluso presentan como “energía limpia” su explotación a través de una técnica no convencional como es la gasificación subterránea. A esa ola también se montan quienes proponen extraer el gas contenido en mantos de carbón. En Latinoamérica las reservas de este mineral son menores comparadas con las de otras regiones, lo que no supone que nuestros territorios estén a resguardo de esos proyectos.

Hasta mediados de la década de 1960 el carbón constituía la principal fuente primaria de energía a nivel mundial, lo sigue siendo para China y tiene gran importancia en Estados Unidos, Alemania y Australia; también en países de Europa del Este y de Asia. En cambio en América Latina su participación es casi marginal, constituye aproximadamente

el 8 % de las fuentes primarias, aunque en algunos países, como Chile, equivale a casi un tercio. En tanto, la producción de la región representó en 2013 apenas el 2% del total mundial.¹

Sin embargo, a pesar de la escasa relevancia, la explotación de carbón es la causa de fuertes conflictos en Latinoamérica. En Colombia, el principal “productor” de la región, está directamente vinculada a violaciones de derechos humanos y es responsable de severos impactos socioambientales;² mientras



- 1 Colombia, con el casi 89%, y Venezuela, con el casi 11%, prácticamente explicaban las exportaciones regionales. El crecimiento ha sido notable entre 1990 y 2009, multiplicándose por cinco. En el caso de Venezuela la exportación era casi el único destino de la producción. En Colombia pasó de representar el 62 % de la producción en 1990, a casi el 95 % en 2009. Yáñez et al. (2013).
- 2 Para más información: Roa Avendaño, T. y Navas, L. M. (Coord.) (2014); Garay Salamanca, L. J. (Dir.) (2013); y Moor, M. y van de Sandt, J.



● Mapa de reservas de CBM de Colombia - Julián De Bedout Ordóñez.

que en Venezuela el avance de la frontera extractiva ha desencadenado conflictos territoriales en la Sierra de Perijá.³ En tanto en Chile, donde se lanzó la campaña #NoMasCarbon, la posible explotación de cinco minas encendió el alerta en Isla Riesco, en el extremo sur del país. Problemáticas y conflictos como los mencionados, que tienen origen en la extracción y combustión de carbón, son un punto de referencia ineludible al momento de analizar los proyectos de aprovechamiento limpio, que se promocionan como tales

porque supuestamente logran reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Carbón amigable

El carbón alojado en mantos profundos, contenido en vetas delgadas, de baja calidad, puede ser sometido a un proceso de combustión subterránea controlada y obtenerse gas de síntesis o syngas. Además, mediante mecanismos de captación de carbono se reducen las emisiones y al realizarse in situ se resuelve el problema de las cenizas, porque quedan depositadas en la cavidad de combustión. Lo mismo ocurre con el gas contenido en la roca, que durante siglos se cobró la vida de

3 Para más información se pueden consultar los artículos de Teran Mantovani, E. (7/04/2011) y (10/11/2016).

trabajadores mineros. Desde hace décadas es posible extraerlo a partir de la adaptación de técnicas utilizadas en la explotación de hidrocarburos, lo que permite reducir las emisiones GEI, dado que se evitará liberarlo a la atmósfera para garantizar la seguridad en las minas. De manera muy sucinta esos son algunos de los argumentos ambientalmente amigables utilizados por quienes promocionan la gasificación subterránea de carbón y la explotación de gas de mantos de carbón.⁴ Sus impulsores también afirman que son alternativas no solo para diversificar la matriz y reducir las importaciones de energía, un problema común a los países de la región; sino que, además, como en el caso de la explotación de lutitas, aseguran que el gas es el combustible puente hacia fuentes limpias, y ampliar su oferta es avanzar en esa dirección.

Más allá de las convicciones de quienes sostienen esos argumentos, los desarrollos en cuestión intentan superar los límites técnicos y financieros que impiden la explotación del carbón alojado en vetas profundas, o demasiado delgadas, o de baja calidad –que constituyen la mayor parte de las reservas existentes a nivel mundial. Su desafío es generar las condiciones para que el gas –sintético o contenido en la roca– ingrese a los mercados energético y petroquímico y, por añadidura, prolongar la matriz fósil.

4 Para una descripción y evaluación crítica de la técnica de UCG ver el informe de Ochandío, R. (18/06/2015).

Colombia en la cruzada del metano

Para extraer el gas metano de mantos de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) se perfora hasta la veta y, en una primera etapa, se extrae principalmente el agua allí contenida. A medida que baja la presión hidrostática, se libera el metano de la roca. En algunos casos aplican la fracturación hidráulica (fracking) para aumentar la permeabilidad de la veta. Entre los principales problemas asociados a estas explotaciones se cuentan el manejo de las aguas de producción –generalmente salobres–, la contaminación de cursos de agua superficiales y subterráneos, y el hundimiento de suelos (subsistencia).⁵

Hace al menos tres décadas que esta técnica se utiliza comercialmente en Estados Unidos, Canadá⁶ y Australia, y hay políticas para su implementación en China (Petroleoamerica.com, 12/2016) Indonesia y Mozambique (Anderson, 2014). En tanto en América Latina, Colombia, el principal productor y exportador de carbón, se convirtió en el primer país en concesionar áreas para la explotación de gas metano de mantos de carbón. En marzo de 2016 el presidente de la Asociación Colombiana de Gas Natural, Eduardo Pizano, destacó que el Estado había aprobado la primera licencia a la compañía Drummond, en el departamento del Cesar. La

5 Una síntesis de los puntos críticos de la explotación de gas de mantos de carbón puede encontrarse en la cartilla elaborada por Frack Off (11/07/2013).
6 Sobre los impactos en Canadá: Caldicott, A. (03/02/2009) y EE. UU.: San Juan Citizens Alliance.

explotación comenzaría con la perforación de alrededor de 70 pozos, que demandarían un desembolso de 126 millones de dólares (El Pilón, 18/03/2016; y La República, 17/10/2015).

Según un estudio contratado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las regiones más "atractivas" para este tipo de explotaciones son Cesar-Ranchería, La Guajira, Cordillera Oriental y Cauca-Patía, las cuatro cuencas con mayor potencial del país. En ese sentido, la Agencia destacó a fines de 2013 que trabajaba en la creación de normas para abrir procesos de asignación de áreas de explotación (Colombia Energía, 03/12/2013).⁷ Poco después, en la Ronda Colombia 2014, se ofrecieron en concesión ocho bloques para exploración de gas asociado a mantos de carbón (El Heraldo, 22/02/2014).

En esa carrera, el Ministerio de Minas, la Agencia Nacional de Minería (ANM) y la ANH se unieron a la Iniciativa Global del Metano, una alianza voluntaria multilateral "para promover la reducción, recuperación y uso del metano como una fuente de energía limpia, creando una red internacional de gobiernos asociados, miembros del sector privado, bancos de desarrollo,

7 Ya en 2008 se fijaron los Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón y el desarrollo de las normas técnicas para su explotación y tres años más tarde inició estudios sobre reservas. Partía del importante potencial carbonífero del país y de los antecedentes de accidentes registrados en diversas minas por la presencia de gas (Servicio Geológico Colombiano).

universidades y organizaciones no-gubernamentales".⁸

Experimentos con la energía del infierno

En 1913, Vladímir Lenin describió la gasificación subterránea del carbón como la "gran victoria de la tecnología" que liberaría a los obreros de los peligros del trabajo en las minas. Hoy, en el sudeste de Queensland, Australia, la llaman Syngas: la energía del infierno. Con esa reflexión se inicia el informe de la Dra. Mariann Lloyd-Smith (11/2015) sobre los impactos de la gasificación subterránea de carbón. Ese trabajo, junto con el "Informe del Panel Científico Independiente sobre Pruebas Piloto de Gasificación Subterránea del Carbón", publicado en 2013 (OPSUR, 7/12/2016), son fundamentales para la crítica de esta técnica; y cobran particular relevancia porque quienes la promueven citan la experiencia australiana como exitosa.⁹ Incluso plantean que en ese país tiene un desarrollo comercial, cuando en realidad los proyectos de las empresas Cougar Energy, Linc Energy y Carbon

8 ANM, Taller Internacional. *Gas metano Asociado a Carbón: Diferencias conceptuales y técnicas entre CBM y CMM*.

9 Sólo por citar un ejemplo, Cristián Barrientos, gerente de Mulpun Energy –joint venture de Antofagasta Minerals y Carbon Energy para desarrollar un proyecto en las cercanías de Valdivia, Chile–, en declaraciones al diario El Mercurio (17/08/2010) aseguró que "a nivel internacional, el proceso ha resultado exitoso y se desarrolla comercialmente en Australia, Sudáfrica, China y Rusia". Sobre el mismo proyecto también se puede ver la cobertura realizada por un canal de televisión de Valdivia, que se hace eco de las bondades que los promotores de la gasificación subterránea le adjudican.

Energy¹⁰ no superaron la etapa piloto.¹¹ Es más, a lo largo de 2016, los estados de Queensland (OPSUR, 27/04/2016) y Victoria (OPSUR, 31/07/2016) impulsaron la prohibición de la técnica con el objetivo de preservar su economía agropecuaria y los directivos de Linc Energy fueron denunciados penalmente (OPSUR, 14/11/2016)¹² luego de que un estudio del Departamento de Medio Ambiente de Queensland determinó que la empresa

10 En la página de información financiera de Google dice sobre Carbon Energy que la firma ofrece servicios integrales de gasificación subterránea de carbón, desde la selección del sitio hasta el cierre del proceso. Sus proyectos incluyen Bloodwood Creek, en Australia; la cuenca de Claromec, en Argentina; el Proyecto Mulpún, en Chile; y Haoqin Coal Field, en China. El estado de los proyectos en Australia y China es una incógnita que no se despejará en esta nota, en cambio sí se puede afirmar que en Chile el Proyecto Mulpún está paralizado desde hace años por desavenencias financieras, mientras que en Argentina no han sido ni siquiera aprobados los permisos de cateo tramitados por las empresas del Grupo Delmo, también de Australia, con las que Carbon Energy tiene un acuerdo para desarrollar la gasificación.

11 "Las investigaciones se han llevado a cabo principalmente en Europa Occidental, EE. UU., China, la antigua URSS y Australia, y a gran escala se han desarrollado esquemas superficiales basados en las vetas durante más de 40 años en la Unión Soviética. A pesar de las investigaciones y las pruebas por todo el mundo, no se ha conseguido estandarizar comercialmente en Occidente ningún proyecto de GSC [Gasificación Subterránea de Carbón] viable", sostenían David Creedy y Heather Tilley (2001) al resumir un informe elaborado por el Departamento Comercial del Programa de Tecnología de Limpieza del Carbón Industrial del Reino Unido. Conclusión similar a la que llegó el Panel Científico Independiente de Queensland una década más tarde. Curiosamente en 1980 el diario El País de España (Vaquero, 12/10/1980) publicó una nota sobre el tema marcando el potencial de la gasificación subterránea pero advirtiendo su desarrollo embrionario.

12 Otros antecedentes sobre los impactos de esta técnica se pueden encontrar en Sosa, S. M. (2016).

era responsable de la contaminación de suelos utilizados para el cultivo de trigo, cebada y algodón y pastoreo de ganado. El gobierno estadual impuso una "zona de exclusión de excavación" de 314 km², debido a las filtraciones de hidrógeno y metano liberado en el subsuelo. Los agricultores tienen prohibido cavar pozos de más de dos metros de profundidad (Solomons y Willacy, 10/08/2015).

Cabe destacar que no solo en Australia las autoridades decidieron frenar la aplicación de esta técnica, en octubre último el gobierno de Escocia anunció que no apoyará la gasificación subterránea de carbón tras conocer las conclusiones de un informe realizado por la Universidad de Glasgow. El ministro de Energía, Paul Wheelhouse, sostuvo que ésta "plantea numerosos y graves riesgos ambientales".¹³ Meses antes Cluff Natural Resources había cancelado un proyecto en ese país. Según Amigos de la Tierra Escocia (25/8/2015), la empresa sufrió la presión de la oposición organizada que había pedido que la técnica fuera incluida en la moratoria que rige para la explotación de gas no convencional.

El Sur también existe

Más allá de la relevancia que la explotación de carbón tuvo en Chile y Argentina, en términos energéticos y de modelos de desarrollo sus reservas son notablemente menores a las de Brasil, Colombia, Venezuela y México,¹⁴ y en términos

13 Más información, BBC (6/10/2016).

14 Reservas comprobadas de América Latina y el Caribe, 2009, en millones de Tn: Brasil, 32 312;



● Isidoro Schalamuk.

globales no rankean. Sin embargo, ambos países se cuentan entre los pocos de la región en los que se promovieron o promueven proyectos de gasificación subterránea de carbón.¹⁵

La dependencia de la importación de energía por parte de Chile despejó el camino para que en 2009 desembarcara el Proyecto Mulpún, de Antofagasta Minerals, perteneciente al grupo Luksic –uno de los más grandes del país– y la australiana Carbon Energy. La autoridad ambiental había aprobado la ejecución de la primera etapa, sin embargo desde 2013, por problemas financieros, el proyecto se encuentra paralizado. Ese mismo año un vocero de Antofagasta

Colombia, 6720; Venezuela, 1368; México, 1211; Argentina, 422; y Chile, 148 (Fundación Bariloche e IEE-Universidad de San Pablo, 2013). Brasil posee las mayores reservas pero, por tratarse en general de carbones de bajo poder calórico, importa la mayor parte de lo que consume.

¹⁵ Los otros serían Brasil y Colombia, pero la información es vaga. Correa, M. J. et al (2014).

Minerals aseguró que la empresa también estaba interesada en gasificar depósitos de carbón en cercanías de Punta Arenas (Diálogo Sur.cl, 2/5/2013).

En tanto, el avance de los no convencionales en Argentina, con la explotación comercial de gas y petróleo de yacimientos de lutitas y arenas compactas en el norte de la Patagonia, parece despejar el terreno para la evaluación de otras fuentes y técnicas con escaso desarrollo a nivel global. En este marco se explica la promoción de proyectos de gasificación subterránea de carbón e incluso que en la reforma de la ley de Hidrocarburos, en 2014, se incorporara como fuente no convencional al gas de mantos de carbón.

En 2010 Barranca Sur Minera anunció el descubrimiento de carbón en la cuenca Claromecó, en la provincia de Buenos Aires. El hallazgo trascendió por interés de la propia empresa, dado que en la misma zona se le había otorgado una concesión de exploración a la petrolera YPF. En tanto otras manifestaciones de descubrimiento, tramitadas por particulares, y más de cien expedientes de solicitud de cateo, iniciados entre febrero de 2008 y enero de 2013, no tuvieron ningún tipo de publicidad. Estas gestiones se encuentran estancadas en el Departamento de Minería bonaerense, sea porque los peticionantes no cumplieron con todos los requisitos –por ejemplo, adeudaban documentación– o porque el organismo oficial no se expidió.¹⁶

● Para más detalles: OPSur (10/09/2016).

A fines de 2014 el secretario de Servicios Públicos de esa provincia manifestó que el gobierno estaba interesado en aprovechar el potencial energético del carbón bonaerense. Tras el cambio de autoridades, en diciembre de 2015, no se realizaron declaraciones, pero extraoficialmente funcionarios del área sostuvieron que el interés sigue latente (OPSur, 19/08/2016). Cabe mencionar que en 2010 el Ministerio de Producción de la provincia ejecutó el Estudio de Tecnologías Limpias para la Explotación y Utilización del Carbón Mineral, y en mayo de 2015 la Subsecretaría de Desarrollo de Servicios Públicos inició el expediente 2174-369 sobre Producción de energía eléctrica mediante gasificación de carbón mineral en la Cuenca de Claromecó, que sigue su curso.

Además de los proyectos de Buenos Aires, se estarían evaluando otros dos en la austral provincia de Santa Cruz, uno de ellos impulsado por Guevara y Asociados (Correa et al., 2014) y el otro por la sede local de la Universidad Tecnológica Nacional en Río Turbio (CAI, 25/11/2015), la cuna del carbón argentino. Respecto del rol de las universidades públicas en la experimentación y promoción de la gasificación subterránea de carbón, en el país se destaca el Instituto de Recursos Minerales de la Universidad Nacional de La Plata, que incluso firmó un convenio de cooperación con el Grupo Delmo.

Más allá de los proyectos de gasificación subterránea, en la última década hubo un intento de posicionar al carbón como fuente energética en Argentina. En 2009 se inició la construcción de una usina carboeléctrica en Río Turbio, donde se localiza el único yacimiento de este mineral del

país en explotación. Si bien la planta fue inaugurada a fines de 2015, actualmente no funciona (InfoSur, 09/09/2015). En tanto a fines de ese año la entonces presidenta Cristina Fernández presentó en el parlamento un proyecto de ley para la creación de la empresa Yacimientos Carboníferos Fiscales S.E., en el que se declara “de interés nacional el desarrollo de la exploración y explotación del carbón mineral y sus derivados, como recurso para la generación de energía eléctrica” (OPSur, 9/12/2015 y 24/11/2015).¹⁷ La iniciativa fue aprobada en la Cámara de Diputados pero aún no fue votada en el Senado. También en 2015 fue presentado un proyecto de ley para promover la producción de combustibles líquidos derivados del gas y del carbón mineral (HCDN, 2015).

Los intentos por reinventar al carbón parecen no detenerse, sin embargo prohibiciones como las conquistadas por la oposición a la gasificación subterránea en Australia y Escocia iluminan las resistencias a estos intentos.

● Más información: OPSur (9/12/2015) y OPSur (24/11/2015).

Consultar la bibliografía de este artículo en: <https://tinyurl.com/krss7an>

Cómo citar este artículo:

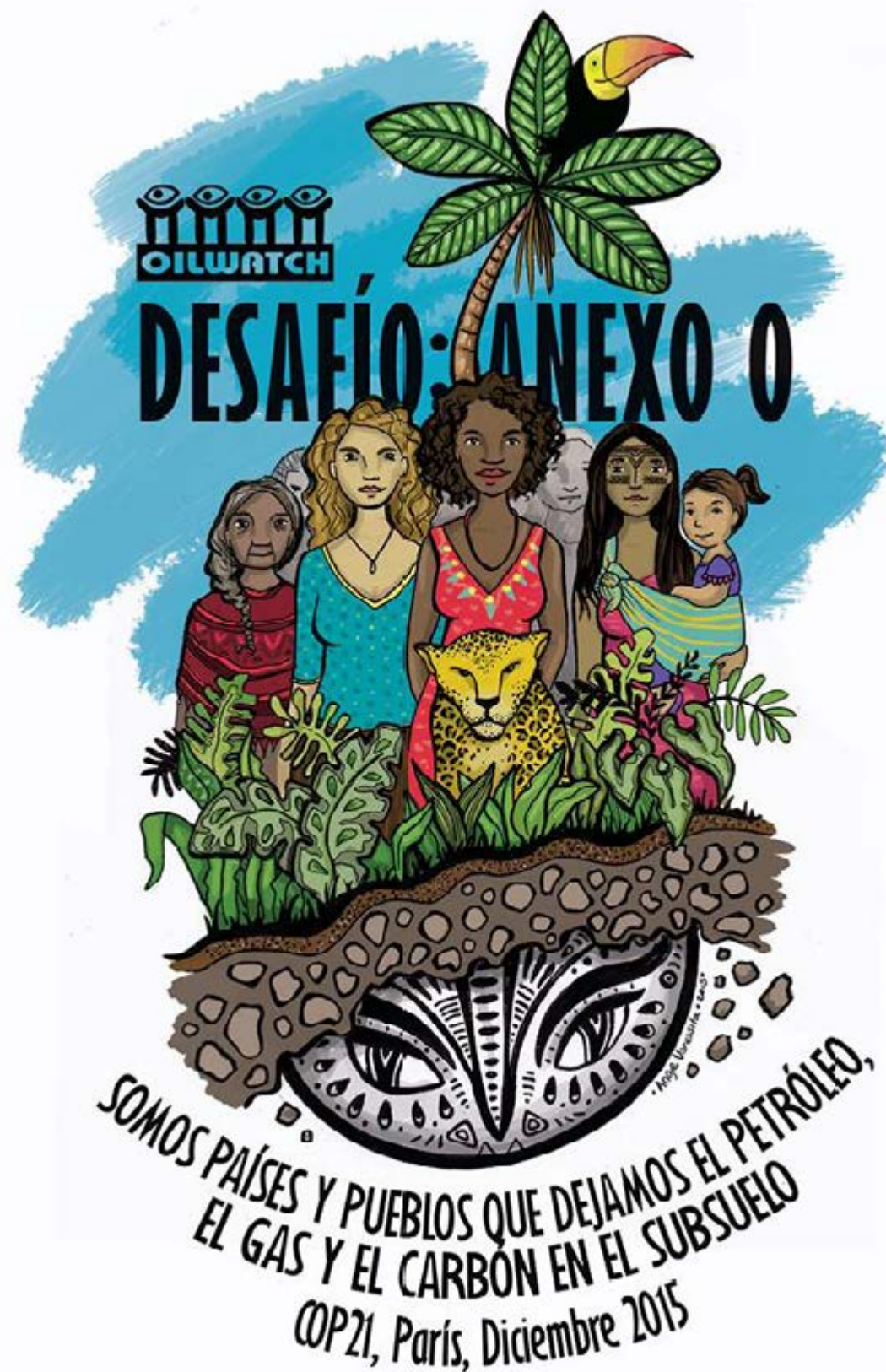
Scandizzo, Hernán (2017).

“Carbón 2.0, otro capítulo de la saga no convencional”, en *Extremas*.

Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica.

Oilwatch Latinoamérica.

¡Es tiempo de
crear el grupo
Anexo Cero!



¿De qué se trata?

¡Estás a un click
de saberlo!