



petróleos *no convencionales*



Autor: Mariano González
con la colaboración de Luis González y Samuel Martín-Sosa (Ecologistas en Acción)
Agradecemos el apoyo recibido por Transport and Environment
Edición: Noviembre 2015

Impreso en papel 100% reciclado, blanqueado sin cloro

Ecologistas en Acción agradece la reproducción y divulgación de los contenidos de este cuaderno siempre que se cite la fuente.



Este cuaderno está bajo una licencia Reconocimiento-No comercial-Compartir bajo la misma licencia 3.0 España de Creative Commons. Para ver una copia de esta licencia, visite <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/es/>



Cada vez resulta más frecuente oír hablar de petróleos no convencionales y, asociado a ellos, suele hablarse de “abundancia de petróleo”, “nueva era”, “independencia energética”. Lo que pretendemos con este cuadernillo es simplemente describir los diferentes tipos de petróleos no convencionales que existen, explicar cuáles son sus características y procesos de extracción, los impactos ambientales que provocan y la capacidad real que tienen para sustituir al petróleo convencional. Perseguimos de este modo estimular el debate acerca de si su extracción tiene alguna utilidad para afrontar los retos sociales, económicos y ambientales del ser humano en las próximas décadas, o son simplemente una huida hacia delante que no harán sino agravar gran parte de los problemas en los que nos hallamos inmersos/as.

¿Qué hace que un petróleo se considere *no convencional*?

No existe una definición clara ni aceptada mundialmente de lo que se consideran petróleos *no convencionales*. De hecho, la misma Agencia Internacional de la Energía cambia de categoría el mismo recurso según el año. Mientras que el petróleo convencional abarca distintos tipos de crudos caracterizados por unas propiedades y unos componentes más o menos homogéneos, los *no convencionales* engloban una amplia variedad de petróleos con muy altas divergencias, sobre todo en los procesos de extracción y tratamiento posterior para la obtención final del crudo.

En todo caso, todos los *no convencionales* cumplen por lo general con al menos una de las siguientes dos condiciones, sino ambas:

- El petróleo es más pesado y contiene un mayor contenido de carbono, azufre y de impurezas, es decir es un petróleo de peor calidad. Muchos, además, no se obtienen en estado puro, sino que requieren de tratamientos térmicos o procesos de dilución sobre el material bruto extraído para obtener posteriormente el crudo.
- Su extracción es mucho más complicada, bien porque los yacimientos se emplazan en lugares de difícil acceso o bien porque requieren de técnicas complejas de extracción.

El término surge por tanto para diferenciar entre el petróleo de alta calidad y acceso fácil, prácticamente el único extraído durante todo el siglo XX, de aquel otro que aunque ya conocido previamente no se inicia a explotar hasta finales del siglo pasado.

Coste económico

Lógicamente, las técnicas más complejas en la extracción, procesamiento, refinado y transporte, propias de los petróleos *no convencionales* –muchas de las cuales tienen importantes consumos energéticos, así como de mayores requerimientos en maquinaria e instalaciones–, son al final más costosas y hacen que la rentabilidad económica de estos petróleos sea necesariamente inferior que la de los convencionales.

Por ello no es casualidad que el inicio de la explotación de los petróleos *no convencionales*, a pesar de conocerse desde hace mucho, no se iniciara hasta finales del siglo pasado: sólo una vez que los yacimientos más grandes, de mayor calidad y más accesibles comenzaran a dar señales de agotamiento. La disminución de la oferta disponible sube los precios hasta hacer rentables la extracción de petróleos con mayores costes asociados. Así, el agotamiento de los yacimientos mejores lleva a la explotación de otros peores y así consecutivamente.

El mismo auge de los *no convencionales* no tendría lógica económica alguna si no fuera por el agotamiento de los convencionales.

Clases de petróleos no convencionales

Podemos diferenciar:

- **Petróleos pesados.** Su explotación se inició a finales del siglo XX. Los principales yacimientos se encuentran en California, Venezuela, China, Indonesia, Oriente Medio y Canadá.
- **Petróleos de aguas profundas** (con yacimientos en profundidades superiores a los 500 metros) **y ultraprofundas** (en profundidades superiores a los 1500 metros). Es el caso de los yacimientos marinos del Golfo de México, a una profundidad superior a los seis kilómetros; o los yacimientos en alta mar de Brasil o África Occidental.
- **Petróleo de esquisto y areniscas:** atrapado entre los poros de rocas de esquisto o de formaciones de areniscas compactas. Su extracción se realiza mediante la técnica del fracking. Los principales pozos en explotación se encuentran en EEUU y Canadá, aunque existen potenciales reservas en otras regiones del planeta: China, Australia, Rusia, Oriente Medio, etc.
- **Reservas en el Ártico.** Se incluyen dentro de esta categoría las potenciales reservas del Océano Ártico, que algunas instituciones calculan en hasta un 13% de todo el petróleo no descubierto hasta el momento.
- **El petróleo de arenas bituminosas o crudo de bitumen.** Las arenas bituminosas son una especie de alquitrán compuesto de arena, arcilla, agua y bitumen. Su extracción se realiza principalmente mediante minería a cielo abierto; aunque en yacimientos profundos también se recurre a la inyección de vapor de agua mezclada con compuestos químicos para impulsar su salida hacia el exterior. Del material obtenido debe posteriormente separarse el betún de la arena, lo que exige una gran cantidad de agua y la utilización de diversos y peligrosos productos químicos. Contiene también una elevada proporción de azufre, que debe también eliminarse del crudo. Al final de todo proceso se obtiene un petróleo extrapesado. Las mayores reservas se encuentran en la provincia de Alberta, en Canadá. También existen yacimientos en otros 21 países, como Rusia, Venezuela, Kazajistán y varios países africanos.
- **Petróleos extrapesados.** Petróleos con una densidad muy alta, pero cuyo origen no son las arenas bituminosas. Existen 166 yacimientos en el mundo, siendo el más grande el de Venezuela, en el cinturón del Orinoco.
- **Petróleo de querógeno.** Se obtiene de depósitos de rocas sedimentarias ricas en querógeno, de los que se extrae principalmente mediante minería a cielo abierto. Del material obtenido es necesario separar el querógeno, para lo que se emplean diversos procesos industriales. Al final de todo el proceso se obtiene un petróleo extrapesado de muy baja calidad. Se piensa que Estados Unidos posee al menos la mitad de los recursos del mundo en la Formación Green River de Utah, Colorado y Wyoming.



Impactos ambientales de los petróleos no convencionales

Si la extracción y consumo de petróleo convencional ha sido uno de los principales agentes de destrucción y deterioro ambiental a escala planetaria en los últimos 100 años, los denominados *no convencionales* no solo perpetúan los mismos impactos sino que además los agravan. Permiten además continuar satisfaciendo la demanda creciente de combustibles fósiles, lo que dificulta la transición hacia otros modelos económicos y/o territoriales más eficientes y menos dependientes de las energías fósiles, y en particular del petróleo.

El consumo de petróleo con fines energéticos¹ provoca diferentes tipos de impactos ambientales en cada una de las fases del ciclo global de su consumo: desde la extracción hasta su combustión final. Las principales fases del ciclo son: extracción y procesamiento, refinado, transporte y consumo (quemado) final². A continuación se expone una tabla con los impactos causados en cada fase por escala de magnitud:

GEI durante el ciclo de vida (gCO_{2eq}/MJ)

Escala del impacto	Impactos ambientales	Explotación y procesamiento	Refino	Transporte	Uso final (quemado)
Local	Cambios de uso del suelo: deforestación, modificación de espacios naturales, segmentación del territorio, etc.	●			
	Almacenamiento de residuos sólidos y líquidos: riesgo de fugas y de contaminación de suelos y sistemas hídricos	●	●		
Local y regional	Consumo de agua (sobrexplotación de ríos y/o acuíferos)	●	●		
	Riesgo de fugas, vertidos o derrames: en medios acuáticos o terrestres	●	●	●	
	Emisión de sustancias contaminantes	●	●	●	●
Global	Emisión de Gases de Efecto Invernadero (Cambio climático)	●	●	●	●

Fuente: Comisión Europea. Proposal for a Council directive on laying down calculation methods and reporting requirements pursuant to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels.

¹ Otros usos del petróleo, como la obtención de plásticos, no entran dentro del objeto de análisis de este cuadernillo.

² Previamente a la explotación se encontraría también la fase de exploración, con importantes impactos ambientales en función del tipo de yacimiento que se explore.

A continuación se describen más en detalle los impactos causados en cada fase y las causas que los provocan.

Extracción y procesamiento

Los principales impactos causados durante la extracción pueden venir provocados por una mayor exposición a riesgos no fácilmente controlables o predecibles durante o la extracción -por encontrarse los yacimientos en lugares de difícil acceso-, o porque las técnicas y procesos necesarios para su extracción resultan más agresivos e impactantes para el medio ambiente.

Entre los primeros destacan los petróleos de aguas profundas y ultraprofundas. Las fugas en las plataformas de perforación en altamar son frecuentes, lo que acaba impactando en el ecosistema marino y a los litorales costeros próximos o no tan próximos (cuando la plataforma se encuentra muy alejada de la costa los vertidos pueden alcanzar cientos de kilómetros) en los que se deposita el crudo vertido. Asimismo, el riesgo de accidente se incrementa al trabajar en condiciones más extremas y menos predecibles, llegando a limitar o incluso imposibilitar la capacidad de contener un vertido. Un ejemplo paradigmático fue el hundimiento en 2010 de la plataforma Deepwater Horizon, que exploraba el lecho marino del Golfo de México a una profundidad de 2.134 metros, y perforaba posteriormente la corteza terrestre a más de 6.454 metros, llegando así una profundidad total de 8.588 metros bajo el nivel del mar. En los meses que llevó sellar el pozo se estiman que se vertieron en torno a 5 millones de barriles.

Los riesgos que implicaría explotar los yacimientos de Alaska o del Océano Ártico -a los que además de la profundidad hay que añadir la baja temperatura del agua, los riesgos de choque provocados por los movimientos impredecibles de los bloques de hielo y los icebergs, su remota ubicación, y las condiciones meteorológicas extremas- son tan elevados que la única garantía para evitar que un desastre ambiental acabe ocurriendo es la no explotación de estos yacimientos. En caso de producirse, la baja temperatura del agua en estas regiones dificultaría en gran medida la dispersión y degradación del petróleo vertido, todo lo contrario de lo que ocurrió en el Golfo México. Un claro ejemplo lo tenemos en el derrame del petrolero Exxon Valdez en Alaska, cuyos restos son todavía visibles; 25 años después de haber ocurrido.

Entre los impactos ambientales causados por los sistemas extractivos empleados para la extracción de los petróleos *no convencionales*, los más comunes en función de la técnica empleada son:

1. Sistema de fractura hidráulica (fracking) empleado para obtener el petróleo atrapado en las formaciones de esquisto y en las areniscas compactas. Los principales impactos proceden de la contaminación de los acuíferos subterráneos, la contaminación atmosférica por compuestos orgánicos volátiles, de la ocupación espacial derivada del elevado número de pozos que es necesario abrir y de los movimientos sísmicos provocados por la inyección de aguas residuales procedentes de las actividades de fractura.

2. Minería a cielo abierto, en el caso del petróleo de arenas bituminosas y los esquistos bituminosos. La obtención del material en bruto del que posteriormente se obtiene el crudo, se realiza mediante maquinaria en superficie. Los impactos ambientales son enormes: deforestación, consumo elevadísimo de agua y contaminación por los compuestos químicos empleados en el tratamiento para la obtención del crudo. En el caso por ejemplo del principal yacimiento de arenas bituminosas del mundo, en Alberta (Canadá), se está deforestando uno de los últimos bosques boreales que quedan intactos en el planeta. La deforestación causada es de tal calibre que los cráteres producidos por la minería a cielo abierto que se utiliza para su extracción en la masa arbórea son visibles desde el espacio exterior.

3. Extracción in situ. Aunque en menor medida por el momento, para la extracción del petróleo de arenas bituminosas que se encuentra a cierta profundidad de la superficie, el sistema empleado consiste en la infiltración de vapor de agua a elevada temperatura para facilitar su salida hacia el exterior. Los impactos causados son similares, aunque a veces de menor entidad, que los del fracking y la minería a cielo abierto.

Ambos sistemas de extracción requieren cantidades de agua muy elevadas, (que se obtiene de ríos y acuíferos próximos), bien para la extracción del material atrapado en el subsuelo o bien para su posterior tratamiento. La minería de las arenas bituminosas, por ejemplo, utiliza de 2 a 4,5 barriles de agua dulce por cada barril de petróleo extraído.

Asimismo, se generan enormes cantidades de residuos líquidos y sólidos que se almacenan en balsas o presas y que suponen una fuente potencial de contaminación, resultado de la filtración de contaminantes a través del sistema de aguas subterráneas y del riesgo de fugas al agua del suelo y de la superficie. Los residuos generados en las arenas bituminosas de Canadá, por ejemplo, cubren decenas de kilómetros cuadrados y en general se ubican sobre el terreno sin ningún tipo de aislamiento que evite las fugas. Su magnitud es tal que una de las presas para el almacenamiento de estos desechos está considerada como la tercera presa más grande del mundo. En el caso de las aguas residuales del fracking, su potencial contaminante es tan alto que no pueden ser enviadas a plantas de tratamiento porque estas carecen de la capacidad de depuración requerida. La industria opta en numerosas ocasiones por reinyectarlas en compartimentos geológicos subterráneos, lo que está provocando el aumento vertiginoso de movimientos sísmicos en varios Estados de EEUU.

La contaminación atmosférica provocada por el aumento de maquinaria y de tráfico de camiones de gran tonelaje se refleja en los aumentos de niveles de partículas en suspensión y óxidos de nitrógeno. En el caso del fracking, la evaporación de compuestos orgánicos como el benceno y otros compuestos orgánicos volátiles presentes en el fluido de retorno pueden causar graves problemas de salud a trabajadores y residentes. Algunos de estos compuestos son precursores de otro contaminante, el ozono troposférico, que también ve aumentados sus niveles el entorno de las explotaciones.

En último lugar, la gran cantidad de energía que requieren estos sistemas de extracción (inyección de agua en el caso del fracking o vapor en el caso de la extracción in situ, por ejemplo), así como el tratamiento de los materiales obtenidos, se obtiene en algunos casos mediante la quema de gas natural o coque (un residuo sólido, similar al carbón, que se extrae al finalizar el refinado), lo que incrementa la cantidad de sustancias contaminantes y de efecto invernadero emitidas a la atmósfera. Y a estas últimas habría que sumarles también las emisiones causadas por la maquinaria, así como a las resultantes de los procesos químicos con los que es necesario tratar los materiales en bruto.

Refino

El impacto ambiental más significativo durante el refinado de petróleo es la emisión de sustancias contaminantes a la atmósfera. Estas sustancias son los residuos gaseosos de los procesos mecánicos y químicos con los que se trata el crudo para producir derivados comerciales (gasolina, keroseno, gasoil, etc.). Las más importantes son partículas en suspensión, compuestos orgánicos volátiles, monóxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno. Todos ellos con negativas repercusiones para la salud humana y el medio ambiente.

El refinado de los petróleos *no convencionales*, y en especial de los pesados y extrapesados, exacerbaban la emisión de estas sustancias por los siguientes motivos:

1. Para hacer que los crudos pesados puedan transportarse es necesario diluirlos con otros compuestos que disminuyan su densidad, y hacerlos así más manejables. Entre ellos se utiliza frecuentemente gas natural líquido, nafta o pentano, mezclados con sustancias químicas no reveladas por las compañías, todas las cuales contienen diversos compuestos orgánicos volátiles como benceno, tolueno o xileno; muy peligrosos para la salud humana.
2. Los crudos pesados tienen una mayor cantidad de metales y azufre. El crudo de bitumen contiene por ejemplo hasta 11 veces más de azufre que los crudos convencionales; y al diluirse contiene niveles incluso más altos. El crudo de bitumen diluido también contiene altos niveles de ciertos compuestos de azufre llamados mercaptanos, que son altamente volátiles, producen olores muy desagradables a muy bajas concentraciones y tienen graves repercusiones en la salud humana.
3. La elevada volatilidad de los compuestos con los que se mezclan los crudos pesados facilita su fuga.
4. En el refinado de petróleo se obtiene al final un residuo sólido denominado coque. El coque tiene propiedades energéticas similares al carbón, por lo que en las refinerías se utiliza como una fuente de energía extra. Sin embargo, el coque contiene más carbono e impurezas (azufre y altas concentraciones de metales como mercurio, plomo, arsénico, cromo, selenio, vanadio y níquel) que el carbón y el gas natural, por lo que su quema supone

unas mayores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), así como la emisión de mayores sustancias contaminantes. El porcentaje de coque obtenido del refinado de petróleos pesados es muy superior al de los petróleos convencionales: en el caso de un barril de crudo de arenas bituminosas entre un 15 y un 30% del barril acaba resultando en coque, por ejemplo. La gran cantidad de coque que se produce lleva a comercializarlo como un sustituto del carbón. El almacenamiento en las refinerías provoca que parte del polvo de coque acabe siendo transportado a lugares próximos, incrementando los niveles de contaminación y el riesgo a la salud de las poblaciones cercanas. Las consecuencias en el mercado energético y las implicaciones ambientales de su comercialización, se expondrán con más detalle en una sección más adelante.

Aparte de la contaminación atmosférica causada por la actividad de las refinerías, existen también otros impactos ambientales reseñables:

1. Consumo de agua. Los procesos de la refinería requieren de grandes suministros de agua: para lavar los materiales, para enfriamiento y producción de vapor, y en los procesos de reacción. Toda esta agua acaba finalmente formando residuos líquidos: aceites y grasas, amoníaco, compuestos fenólicos, sulfuros, ácidos orgánicos, cromo y otros metales. Estos residuos líquidos, así como la eliminación del agua utilizada para enfriamiento, lavado, limpieza, etc. tienen un importante potencial de contaminación de las aguas superficiales y freáticas si no se depura correctamente o si se producen fugas o derrames en su almacenamiento; algo no del todo infrecuente. El refinado de crudos pesados incrementa considerablemente las cantidades de agua necesarias para el refinado, lo que aumenta la cantidad de residuos líquidos tóxicos que hay que gestionar.
2. Las refinerías generan grandes cantidades de desechos sólidos. Los principales son: partículas catalíticas de las unidades de desintegración, finos de coque, sulfuros de hierro, medios de filtración, y diferentes lodos (de la limpieza de los tanques, separadores de aceite y agua, y sistemas de tratamiento de las aguas servidas). Su almacenamiento supone un importante potencial de contaminación en el caso de accidentes y/o fugas. El refinado de crudos pesados incrementa la cantidad de residuos sólidos tóxicos generados.
3. Riesgo de accidente: La dilución de los crudos pesados con nafta (lo más habitual), necesario para su transporte y manejo, se ha demostrado que aumenta de forma significativa las propiedades corrosivas del petróleo crudo a altas temperaturas, las cuales comúnmente se alcanzan durante el proceso de refinado, lo que implica un mayor riesgo de accidente. Esto fue uno de los factores que provocó el accidente en la refinería de Chevron en Richmond, California, en agosto de 2012, que acabó haciendo que 15.000 personas pasaran por el hospital, y puso en riesgo la vida de 19 trabajadores.

Transporte

Durante la fase de transporte desde los lugares de extracción hasta las refinerías y desde estas hasta el punto de distribución final, los principales problemas ambientales son los causados por fugas y/o accidentes en los vehículos o infraestructuras de transporte, así como toda la emisión de sustancias contaminantes producida por los mismos vehículos (buques y camiones). Hay que tener en cuenta que el transporte de crudo recorre miles de kilómetros, en la mayor parte de los casos combinando tierra y mar, junto con diferentes modos y medios de transporte: oleoducto, buques, ferrocarril y camiones. Dependiendo del lugar de procedencia y destino, variará la ruta realizada y los diferentes medios y modos empleados.

Es inevitable que los millones de barriles de petróleo que cada día surcan nuestros mares o se desplazan por tierra, acaben contaminando mediante fugas dispersas en las diferentes infraestructuras y vehículos empleados los lugares que atraviesan. Aunque el hundimiento de un carguero, el descarrilamiento de un tren o la rotura de un oleoducto, atraigan puntualmente la atención mediática por su mayor espectacularidad y devastación, son sólo la punta del iceberg de la contaminación dispersa de estas enormes y kilométricas redes de transporte. En la contaminación del mar se estima, por ejemplo, que tan sólo una pequeña parte (menos del 10%) procede de accidentes con grandes derrames de buques o explotaciones. Las descargas intencionales, para limpieza por ejemplo, de los buques y petroleros supone en torno al 25% de toda la contaminación por petróleo del mar.

Los petróleos *no convencionales*, en especial los pesados y extrapesados, representan un riesgo ambiental añadido en caso de fuga o derrame ya que contienen sustancias más tóxicas, y en ocasiones compuestos volátiles también (procedentes de otras sustancias con las que se mezcla para hacerlos más fluidos), que agravan los impactos en los ecosistemas, y su mayor densidad los hace ser más persistentes en el medio.

Uso final (quema y obtención de energía): Cambio climático

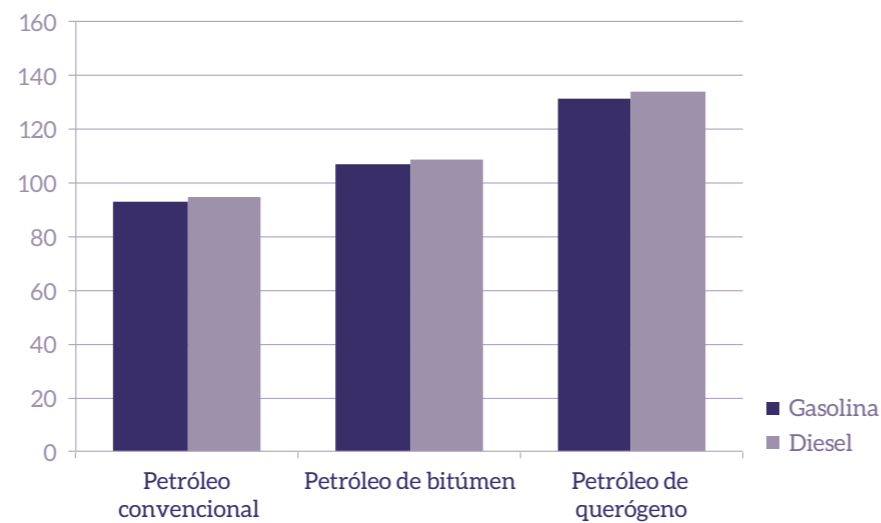
La quema final de los combustibles fósiles provoca la emisión de sustancias contaminantes y la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), causante del calentamiento global.

La quema, *grosso modo*, de la mitad de todas las reservas de petróleos convencionales durante los últimos 60 años, ha sido una de las principales contribuciones al incremento exponencial de los GEI presentes en la biosfera y causa, por tanto, del calentamiento global en el que estamos inmersos/as.

La extracción de petróleos *no convencionales* no hace sino agravar el riesgo de acabar alterando el clima de forma abrupta e incontrolada. No sólo porque sigue inyectando más petróleo en el metabolismo global, sino porque cuando se analiza todo el ciclo global las emisiones debidas a estos petróleos son claramente superiores a las de los petróleos convencionales.



En la siguiente gráfica se muestra las emisiones incrementadas para el petróleo de esquisto y el de arenas bituminosas:



Como se aprecia en el gráfico, las emisiones de GEI del petróleo de arenas bituminosas y del petróleo de esquisto tienen unas emisiones respectivamente superiores frente a los convencionales del 23 y el 50%. Las emisiones de los petróleos extrapesados pueden considerarse en un orden de magnitud similar al del petróleo de bitumen.

Las mayores emisiones de estos petróleos extrapesados se debe a:

1. Su mayor contenido en carbono.
2. Su mayor densidad, a causa de la cuál se requieren procesos de extracción más intensivos energéticamente.
3. Requieren de tratamientos intermedios del material en bruto obtenido para conseguir un crudo que posteriormente pueda ser refinado. En el caso de las arenas bituminosas es necesario extraer y separar el betún de la arena y otros compuestos, y en el caso del petróleo de esquisto es necesario separar el querógeno del resto de elementos sólidos.
4. Durante el refinado requieren también de procesos más intensivos en energía para obtener la mayor parte de productos comercializables deseados.
5. El transporte de crudos pesados incrementa los consumos energéticos para facilitar y permitir su transporte entre los distintos dispositivos, debido a su mayor viscosidad.

En lo que respecta al petróleo de aguas profundas y de esquisto no existen informes que hayan analizado de manera precisa las emisiones de gases de efecto invernadero para todo su ciclo de vida. En todo caso, según se desprende de un informe realizado por el International Council on Clean Transportation las emisiones para el petróleo de aguas profundas resultan claramente superiores a las de los convencionales. En el de esquisto harían falta estudios más detallados y específicos.

Coque

Se conoce por “coque” a un subproducto sólido del refinado del petróleo similar en aspecto y propiedades al carbón.

En el refinado de petróleos convencionales, el coque obtenido se utiliza en su totalidad como combustible extra en los procesos energéticos de la refinería. Sin embargo, cuánto más pesado es el petróleo refinado, mayor es la cantidad de coque resultante del refinado, llegando a suponer hasta entre un 15 y un 30% del volumen del crudo de bitumen. Debido a esto, una consecuencia del incremento del consumo de petróleos pesados es el excedente de coque que se produce en las refinerías, lo que ha llevado a su comercialización³ como sustitutivo del carbón a un menor precio de mercado: en torno un 25% menos.

El coque está pasando por tanto de ser un subproducto de refinado, a un producto con valor comercial que entra a contabilizarse en los ingresos obtenidos por refinar petróleos pesados y extrapesados por parte de las refinerías.

Sin embargo, el incremento de coque supone también agravar los impactos ambientales de los petróleos pesados y extrapesados:

1. Emite entre un 5 y un 10% más de GEI que el carbón por unidad de energía.
2. Contiene mayores cantidades de azufre y metales pesados que el carbón, tales como vanadio y níquel, lo que provoca una mayor emisión de sustancias peligrosas para la salud humana. Esto hace que su combustión en las mismas refinerías suponga unas mayores emisiones de sustancias contaminantes, y lleva a que su comercialización tenga lugar en países en los que la legislación y los controles ambientales son muy laxos o inexistentes. Un ejemplo es China, uno de los principales importadores de coque del mundo.

Por último, al ser el coque un sustituto más barato que el carbón, su comercialización a gran escala apuntala el consumo de carbón, tanto para la producción de electricidad, como para otros procesos industriales que lo utilizan, como las cementeras. De este modo, y de forma indirecta, se pone a disposición de estas instalaciones un combustible de menor precio que les permite rebajar precios, haciendo que puedan competir más barato y poder compensar los costes incrementados por políticas climáticas y/o ambientales en los países o regiones que traten de reducir el uso y dependencia respecto al carbón.

³ En el caso de EEUU -el mayor productor mundial de coque (un 40% de todo el mundo), con el 44% de sus refinerías equipadas para tratar con petróleos pesados- entre 1999 y 2013 se duplicó la producción de coque y en 2011 el 60% fue destinada a la exportación.

Reservas de petróleos no convencionales

Ya se ha visto como los petróleos *no convencionales* presentan por lo general una mayor serie de dificultades para su extracción y comercialización, tales como emplazamientos más difíciles, procesos extractivos más complicados, tratamientos posteriores o mayores necesidades de refino.

Las consecuencias desde el punto de vista económico y energético (dos caras de la misma moneda) son principalmente dos:

- Son más costosos económicamente de extraer que los convencionales.
- La Tasa de Retorno Energética (TRE), cociente entre la energía que se obtiene de un recurso y la energía invertida para poder utilizarlo, es lógicamente inferior en los petróleos no convencionales frente a los convencionales. Es decir, la energía neta aprovechable por la sociedad en los primeros es muy inferior respecto los segundos.

Pero si estos petróleos tienen unos mayores costes económicos y una menor rentabilidad energética, ¿qué ha provocado su auge en las últimas dos décadas? Tan solo el agotamiento de las reservas más accesibles y con mejor calidad puede explicar el paso de la explotación a los *no convencionales*, y sin obviar el empuje dado por la economía financiera a causa de la sobrestimación del valor y abundancia de las reservas disponibles

La explotación de todo recurso finito presenta siempre un comportamiento similar atendiendo únicamente a las características geológicas: una primera fase de extracción creciente -como resultado de que en primer lugar se explotan los yacimientos más accesibles y grandes, así como de de las mejoras aplicadas como resultado de la experiencia acumulada durante la explotación-, seguida por un eventual estancamiento de la extracción, a la que da paso un inevitable y pronunciado decrecimiento, como consecuencia del agotamiento y la no renovación biofísica del recurso. El punto de inflexión, a partir del cuál la extracción pasa de crecer a estancarse y posteriormente decrecer, coincide a grosso modo con el consumo de la mitad de las reservas del recurso. Por otro lado, la fase de decrecimiento se caracteriza porque las reservas restantes son las de peor calidad y de peor acceso, ya que las mejores se explotaron en la primera fase. De este modo, una vez sobrepasado el pico del recurso, lo que resta es una extracción decreciente, de peor calidad y más difícil técnica, financiera y energéticamente.

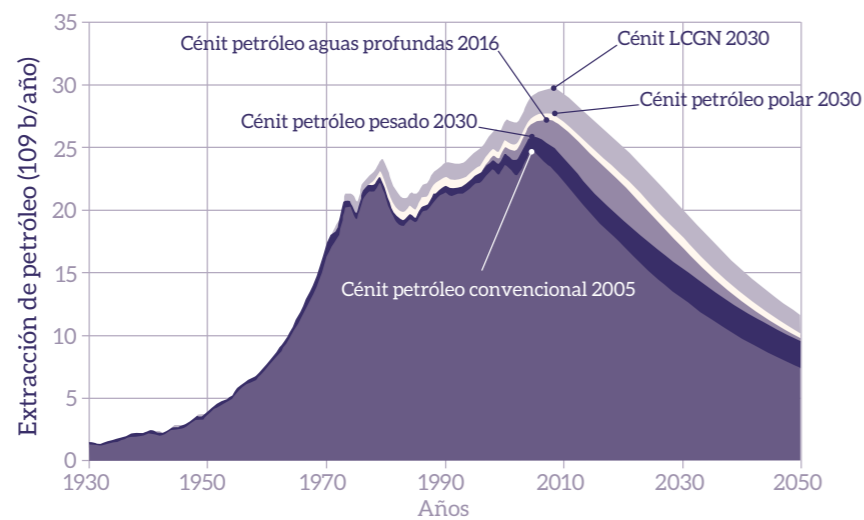
En el caso del petróleo, la extracción de los *no convencionales* solo tiene sentido en la fase de decrecimiento, una vez traspasado el "pico del petróleo", que es como se conoce al punto de inflexión de la extracción creciente a la decreciente. Así, el que los petróleos *no convencionales* hayan pasado de representar un escaso 3% en 1965 a cerca de un 20% de todo el petróleo consumido en la actualidad tan solo se explica una vez pasado el pico de máxima extracción, lo que a su vez implica haber consumido ya más de la mitad de las reservas de los convencionales. Un hecho que ocurrió alrededor de 2005/2006, y que fue



posteriormente reconocido (2010) por la misma Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe anual (World Energy Outlook), y que justifica en gran parte el elevado precio que alcanzó el petróleo entre 2005 y 2008, como consecuencia de la incapacidad por incrementar la extracción (oferta) para abastecer la demanda creciente; aunque sin obviar que la especulación financiera y la estimación de una demanda que creciera en paralelo al crecimiento económico de aquellos años también desempeñaron un papel importante.

La curva de extracción de petróleo convencional y no convencional, teniendo en cuenta el comportamiento pasado y las reservas probadas, tendría así la siguiente forma si se consideran solo factores geológicos (no económicos o tecnológicos):

Extracción de petróleo y proyección futura (Heinberg, 2012)



Cómo se aprecia en el gráfico, el auge de los *no convencionales* ha permitido retrasar unos años el pico de extracción de todos los tipos de petróleo pero no mucho: se estima que el cenit en disponibilidad de combustibles líquidos tenga lugar entre 2016 y 2020.

Sin embargo, lo más importante no es tanto entender porque estos petróleos han comenzado a explotarse de manera tan intensa, sino conocer cuál es el potencial real que tienen para abastecer la demanda global de petróleo en las próximas décadas.

Es cierto que las reservas medidas por volumen que quedan de petróleos *no convencionales* son por lo general notablemente mayores que las de los convencionales (7 billones de barriles frente a 1 de convencionales). Pero realmente lo importante para conocer su potencial real no es tanto el volumen total de reservas, sino el porcentaje de ellas que son aprovechables, cuánta energía contienen almacenada por volumen (densidad energética) y cuál es al final la energía neta que puede consumirse.

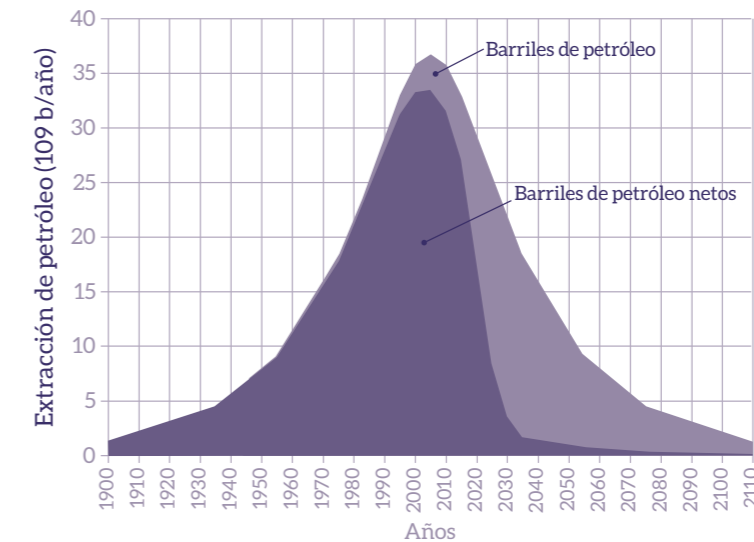
Y es aquí donde aparece el principal escollo: la energía neta obtenida de los *no convencionales* frente a la invertida resulta muy inferior respecto a los convencionales. Si la energía obtenida en los convencionales fue de unas 18

veces la invertida en 2006, la que se estima para el petróleo de aguas profundas ronda entre 5 y 10 veces, mientras que en el petróleo de bitumen, petróleos pesados y de querógeno oscila entre 7 y 1,5 veces. Las reservas por el contrario de petróleos de aguas profundas se estiman en tan solo medio billón de barriles frente a las 2,5 veces del resto de los *no convencionales*. A esta menor *rentabilidad energética* hay que sumarle además que tan sólo una pequeña parte de las reservas de los *no convencionales* son aprovechables y que su densidad energética es inferior a la de los convencionales.

Hay que tener en cuenta además que la energía obtenida en los convencionales irá menguando, al haberse explotado ya los mejores y más grandes yacimientos. Con todo esto, resulta por tanto inviable que las reservas de los *no convencionales* puedan compensar la bajada -ya en curso- de la extracción de los convencionales.

De este modo, cuando se corrige la cantidad estimada de petróleo extraíble con las Tasas de Retorno Energéticas reales para cada tipo de petróleo, lo que se obtiene es que la disponibilidad neta de energía será en realidad bastante inferior, tal y como muestra el siguiente gráfico:

Curva de extracción del petróleo corrigiendo los volúmenes en función de la variación de la TRE (Murphy, 2009)



Según algunos investigadores, si lo que se mide es la energía neta del petróleo, el año de inicio de la declinación terminal de la energía neta podría incluso haber ocurrido ya, en torno a 2015.

Así pues, parece claro que los petróleos *no convencionales* no van en ningún caso a ser capaces de compensar la debacle en el suministro de petróleo debido al agotamiento ya en ciernes de los convencionales. Un hecho también asumido por la Agencia Internacional de la Energía, que en el informe anual 2013 declaraba abiertamente: "el añadido del petróleo no convencional [...] no tiene grandes implicaciones en las tasas de declive observadas [en la extracción total de petróleo]", refiriéndose a los pronósticos para las próximas tres décadas.

Los petróleos *no convencionales* pueden haber retrasado unos pocos años, como está ocurriendo en la actualidad con el petróleo de esquisto, el momento en el que la extracción total decline irremediablemente y minimizar algo las tasas de decrecimiento en la extracción a las que se ve abocado el petróleo. Pero este intento fallido por perpetuar la era del petróleo representará por el contrario una seria amenaza para el ser humano y el planeta Tierra al agravar el calentamiento global. No sólo los petróleos *no convencionales* emiten más emisiones de GEI que los convencionales, sino que además su explotación va en el sentido opuesto de lo que la misma AIE junto con otras muchas instituciones científicas han alertado: haría falta que dos tercios de las reservas probadas de petróleo se quedaran en el subsuelo, es decir sin explotar, si no se quiere sobrepasar un incremento de temperatura global superior a los 1,5 grados centígrados⁴. Este es el límite a partir del cual las posibilidades de desencadenarse un escenario de caos climático que amenace a una gran parte de los ecosistemas y vida del planeta son muy elevadas. Entre las reservas que deberían quedarse en el subsuelo no cabe duda que en primer lugar deberían estar las de los petróleos *no convencionales* por sus mayores emisiones.

¿Qué sentido tiene por tanto explotar hasta el máximo las fuentes de petróleo *no convencionales* cuando no sólo no van a solucionar la escasez de energía aprovechable a la que se enfrenta el ser humano, sino que además van a agravar los impactos ambientales, y en especial el cambio climático?

Su extracción no parece sino obedecer a la inercia de un modelo económico global y territorial asentado en el consumo creciente de petróleo, y a la dinámica de la lógica capitalista ante el agotamiento de recursos: su extracción irrefrenable siempre y cuando los mercados los consideren rentables. Es decir, que estén dispuestos a invertir en su extracción (acciones en petroleras y empresas asociadas, por ejemplo), porque otros agentes están dispuestos a pagar por su compra, por motivos de índole económica o financiera.

La lógica del precio del petróleo se encuentra atravesada por variables financieras (fines especulativos, previsiones a futuro, cambio entre divisas, tipos de interés, rentabilidades de otros activos, etc.) que influyen considerablemente, de manera ilógica (en términos físicos y geológicos) y sobre todo en cortos plazos de tiempo en la percepción de los mercados acerca de las reservas existentes y de las potencialidades de explotación, hasta el punto de que llegan a impulsar artificialmente la explotación de recursos que no son rentables, como ocurre por ejemplo en la actualidad con el petróleo y el gas de esquisto. Pero más allá de los vaivenes impulsados por la especulación, la ocultación de datos, la confianza ciega o las creencias sociales, al final son las leyes biofísicas y los límites geológicos los que determinan la disponibilidad y extracción real de petróleo.

El agotamiento del petróleo convencional ya está ocurriendo, su sustitución completa por petróleos *no convencionales* no es más que una quimera. Una huida hacia delante por mantener los privilegios e intereses de un modelo que se agota. Llevar hasta sus últimas consecuencias este intento a la desesperada no sólo no servirá de nada sino que además nos pondrá en una peor situación para afrontar los enormes retos que plantea el calentamiento global y el agotamiento en las próximas dos décadas de la mayor parte de los combustibles fósiles.

.....
⁴ Aunque más preciso sería hablar de las 350 partículas por millón de CO₂ en la atmósfera.

Bibliografía

Las fuentes bibliográficas empleadas para la elaboración de este cuaderno han sido las siguientes:

De tipo general:

- Deborah Gordon (2012): "Understanding Unconventional Oil. Energy and Climate 2012". Carnegie Endowment for International Peace.
- Ramón Fernández Durán y Luis González Reyes (2014): "En la espiral de la energía. Volumen II: Colapso del capitalismo global y civilizatorio". Ecologistas en Acción.

En los impactos causados en cada una de las fases:

- Diane Bailey y Danielle Droitsch(2014): "Tar Sands Crude Oil: Health Effects of a Dirty and Destructive Fuel". Natural Resources Defense Council
En lo referente al coque:
- Lorne Stockman (2013):"Petroleum Coke: The Coal Hiding in the Tar Sands". Oil Change International.

En lo referente a las emisiones de gases de efecto invernadero de los distintos tipos de petróleo:

- European Commission (2014): Proposal for a Council directive on laying down calculation methods and reporting requirements pursuant to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels.
- Chris Malins, Sebastian Galarza, AnilBara, Gary Howorth y Adam Brandt (2014):"Report to the European Commission Directorate-General for Climate Action: Crude oil greenhouse gas emissions calculation methodology for the Fuel Quality Directive". The international Council on Clean Transportation.
- Koppelaar, R.; Bisdom, K.; Polder, P. (2009): "Less Oil, More CO 2? The interplay between Climate Change and Peak Oil". ASPO Netherlands.

En lo referente a las previsiones de agotamiento, densidades energéticas y tasas de retorno energético (TER) de las distintas clases de petróleo:

- Brandt, A. R. (2013): "Low energy return on investment (EROI) need not limit oil sands extraction". <http://www.theoil drum.com/node/10011>.
- Hall, C. A. S.; Lambert, J. G.; Balogh, S. B. (2014): "EROI of different fuels and the implications for society". En Energy Policy, DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.049.
- Heinberg, R. (2009): "Serching for a Miracle. 'Net Energy', Limits and the Fate of Industrial Society". International Forum on Globalization, Post Carbon Institute.
- Heinberg, R. (2012, primera edición: 2011): "The End of Growth. Adapting to Our New Economic Reality". New Society Publishers. Gabriola Island (Canadá)
- Herweyer, M. C.; Gupta, A. (2008): "Appendix D. Tar sands/oil sands". <http://www.theoil drum.com/node/3839>.
- Hughes, J.D. (2012): "Drill baby drill. Why it won't work for long-term energy sustainability". En Butler, T.; Wuerthner, G. (ed.): "Energy. Overdevelopment and the delusion of endless growth". Foundation for Deep Ecology. Sausalito (EEUU).
- Hughes, J. D. (2013): "Drill, baby, drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?". Post Carbon Institute. Santa Rosa (EEUU).
- Keefer, T. (2010): "Machinery and Motive Power. Energy as a Substitute for and Enhancer of Human Labor". En Abramsky, K. (ed.): "Sparking a Worldwide Energy Revolution. Social struggles in the transition to a post-petrol world". AK Press. Oakland, Edimburgo, Baltimore.
- Miller, A.; Hopkins, R. (2013): "Climate After Growth. Why Environmentalists Must Embrace Post-growth Economics and Community Resilience". Post Carbon Institute, Transition Network. Totnes (Reino Unido).
- Morgan, T. (2013): "Perfect Storm. Energy, Finance and the End of Growth". Tullett Prebon. Londres

- Murphy, D. (2009): "The Net Hubbert Curve: What Does It Mean?".
- Turiel, A. (2012a): "El declive energético". En Mientras Tanto, no 117.
- Turiel, A. (2012b): "El ocaso del petróleo". <http://crashoil.blogspot.com.es/2012/11/el-ocaso-del-petroleo.html>.
- TurieL, A. (2012c): "Los EEUU, ¿primer productor de petróleo del mundo en 2017?". <http://crashoil.blogspot.com.es/2012/11/los-eeuu-primer-productor-de-petroleo.html>.
- Turiel, A. (2013c): "Fracking: rentabilidad energética, económica y ecológica". <http://crashoil.blogspot.com.es/2013/02/fracking-rentabilidad-energetica.html>.

Andalucía: Parque San Jerónimo s/n - 41015 Sevilla
Tel./Fax: 954903984 andalucia@ecologistasenaccion.org

Aragón: Gavín 6 (esquina c/ Palafox) - 50001 Zaragoza
Tel: 629139609, 629139680 aragon@ecologistasenaccion.org

Asturies: Apartado nº 5015 - 33209 Xixón
Tel: 985365224 asturias@ecologistasenaccion.org

Canarias: C/ Dr. Juan de Padilla 46, bajo -35002 Las Palmas de Gran Canaria
Avda. Trinidad, Polígono Padre Anchieta, Blq. 15 - 38203 La Laguna (Tenerife)
Tel: 928960098 - 922315475 canarias@ecologistasenaccion.org

Cantabria: Apartado nº 2 - 39080 Santander
Tel: 608952514 cantabria@ecologistasenaccion.org

Castilla y León: Apartado nº 533 - 47080 Valladolid
Tel: 697415163 castillayleon@ecologistasenaccion.org

Castilla-La Mancha: Apartado nº 20 - 45080 Toledo
Tel: 608823110 castillalamancha@ecologistasenaccion.org

Catalunya: Sant Pere més Alt 31, 2º 3ª - 08003 Barcelona
Tel: 648761199 catalunya@ecologistesenaccio.org

Ceuta: C/ Isabel Cabral nº 2, ático - 51001 Ceuta
ceuta@ecologistasenaccion.org

Comunidad de Madrid: C/ Marqués de Leganés 12 - 28004 Madrid
Tel: 915312389 Fax: 915312611 comunidademadrid@ecologistasenaccion.org

Euskal Herria: C/ Pelota 5 - 48005 Bilbao Tel: 944790119
euskalherria@ekologistakmartxan.org C/San Agustín 24 - 31001 Pamplona.
Tel. 948229262. nafarroa@ekologistakmartxan.org

Extremadura: Apartado nº 334 - 06800 Mérida
Tel: 638603541 extremadura@ecologistasenaccion.org

La Rioja: Apartado nº 363 - 26080 Logroño
Tel: 941245114- 616387156 larioja@ecologistasenaccion.org

Melilla: C/ Colombia 17 - 52002 Melilla
Tel: 951400873 melilla@ecologistasenaccion.org

Navarra: C/ San Marcial 25 - 31500 Tudela
Tel: 626679191 navarra@ecologistasenaccion.org

País Valencià: C/ Tabarca 12 entresòl - 03012 Alacant
Tel: 965255270 paisvalencia@ecologistesenaccio.org

Región Murciana: Avda. Intendente Jorge Palacios 3 - 30003 Murcia
Tel: 968281532 - 629850658 murcia@ecologistasenaccion.org



www.ecologistasenaccion.org

