

Economía política del mercado mundial de petróleo: flujos, actores y precios

RAFAEL FERNÁNDEZ SÁNCHEZ

Para comprender las claves de las relaciones energéticas internacionales proponemos un análisis –siguiendo a Palazuelos¹ basado en la relación entre tres dimensiones básicas: 1) la distribución de los recursos y los flujos de intercambio entre países en las distintas fases del ciclo, 2) la identificación de los actores más relevantes: su poder y sus intereses en función del control que ejercen sobre los recursos en cada país o región, y 3) las formas en que esos actores organizan las transacciones entre fases, agentes y territorios. Desde una perspectiva dinámica, este esquema triangular permite distinguir diferentes etapas en la evolución de las relaciones energéticas. Las etapas se suceden cuando las características de una o varias de estas dimensiones sufren cambios que afectan de manera sustancial a las relaciones existentes entre ellas.

En este caso, centraremos el análisis en la industria del petróleo –aunque el mismo marco también sería aplicable al caso del gas natural–, prestando especial atención a la etapa actual, que, en un sentido amplio, comprende las tres o cuatro últimas décadas, y en un sentido más estrecho, solo las dos últimas. No obstante, la presentación de las características fundamentales de cada una de estas tres dimensiones irá precedida de una breve referencia a los antecedentes, es decir a los rasgos característicos de periodos anteriores. Aunque el ciclo petrolero es largo, desde la exploración-extracción (*upstream*) hasta el refino y la comercialización (*downstream*), y todas las fases son susceptibles de participar en el comercio internacional, pondremos el foco en el *upstream*, por su especial relevancia en el funcionamiento de la industria y en las relaciones energéticas internacionales.

¹ Enrique Palazuelos, «Current oil (dis)order: players, scenarios, and mechanisms», *Review of International Studies*, vol.38, 2012, pp. 301-319.

Más allá del análisis general nos preguntaremos específicamente por la vigencia o no de estructuras oligopólicas capaces de influir sobre la dinámica de precios. Por ello, a la presentación de los actores (2) y la organización de las transacciones (3) le dedicaremos más extensión que a los flujos de intercambio (1), cuyas principales características nos limitaremos a exponer de manera muy sucinta.

La respuesta a la pregunta sobre la relación entre los precios y las estructuras del

El ejercicio del poder por parte de los actores dominantes es una constante sin la que no es posible entender el funcionamiento de esta industria

mercado no es obvia, ni binaria. No obstante, del análisis se deduce que en la industria petrolífera las relaciones de poder no se limitan a la capacidad o no que puedan tener ciertos actores para influir sobre el comportamiento de los precios. El ejercicio del poder por parte de los actores dominantes es una constante sin la que no es posible entender el funcionamiento de esta industria, y ese poder

puede ejercerse de múltiples formas y con diferentes objetivos.

Distribución de recursos y flujos de intercambio: cambios en los orígenes y destinos de las exportaciones

Desde los años ochenta, la elevada concentración de los intercambios entre pocas áreas geográficas, que hasta los años setenta había sido característica de la industria petrolífera, ha dado paso a una realidad bastante más cambiante y diversificada.² Por el lado de las exportaciones, Oriente Medio sigue siendo la principal fuente de suministro, pero su participación ha pasado del 60% al 40%, entre 1973 y 2020. A cambio, ha aumentado la contribución de otras regiones, que actualmente distribuyen su participación del siguiente modo: América del Norte, 20%; Rusia, 13%; África subsahariana, 10%; América Latina, 7%; Asia central, 4%; y África del Norte, 2,5%.

Por el lado de las importaciones, los cambios desde la crisis del 73 han sido aún mayores. Partiendo de una posición casi residual, China se ha convertido en pocas décadas en el primer importador mundial de petróleo (22,5%), mientras que la región de Asia meridional y oriental, en su conjunto, ha pasado a ser el destino de más de la mitad de las exportaciones mundiales de crudo. El ascenso de la de-

² British Petroleum, *Energy Outlook*, BP, 2021. Disponible en: www.bp.org.

pendencia importadora de Asia ha ido acompañado de un giro de 180 grados en la posición de los Estados Unidos (EEUU), que actualmente aspira a la autosuficiencia, gracias al fuerte crecimiento registrado por la producción doméstica de petróleo no convencional, después de haber sido el mayor importador mundial de crudo hasta hace apenas una década.

Simultáneamente, los grandes destinos de las exportaciones de crudo durante la parte central del siglo XX –Europa occidental y Japón– han tendido a moderar, los primeros, y estabilizar, los segundos, el crecimiento de sus importaciones. A diferencia de EEUU, la clave de esta evolución no ha estado del lado de la oferta (la producción ha tendido a disminuir), sino de la demanda: notable reducción de la intensidad energética y modificación del mix energético en favor del gas natural y las energías renovables.

Estos cambios en las posiciones importadoras han dado lugar a importantes modificaciones en el destino de las ventas de las principales regiones exportadoras. Actualmente, Oriente Medio dirige a Asia más del 80% de sus exportaciones y menos de un 5% a América del Norte. América Latina vende en Asia el 70%, cuando hasta hace diez años destinaba a EEUU más de la mitad de sus ventas. Para Rusia, Europa sigue siendo su principal mercado, pero Asia ya compra más de un tercio de sus exportaciones.

Desde el punto de vista de los importadores, quizá lo más destacado sea el hecho de que Oriente Medio ha sido siempre un proveedor minoritario de crudo para los EEUU (en la actualidad, apenas representa un 12% de sus importaciones), al tiempo que Canadá ha afianzado su posición como principal suministrador externo, a costa de una notable reducción de la participación de América Latina. Por su parte, Asia presenta una composición importadora muy diversificada, si bien Oriente Medio es su principal abastecedor; mientras que Europa depende sobre todo de Rusia, pero también de África y Oriente Medio.

Actores dominantes: de la hegemonía a la diversidad en el reparto de poderes

Antiguas hegemonías. Durante décadas, la industria petrolífera internacional estuvo dominada por unas pocas grandes corporaciones internacionales. Ese poder

se institucionalizó en 1928 con los acuerdos de Anacharry, en los que siete compañías (cinco americanas y dos europeas) determinaron el reparto de los territorios de extracción (excluidos EEUU y la Unión Soviética) y el sistema para la fijación del precio del crudo procedente de estos países y colonias. Desde entonces y hasta la crisis de 1973, “las siete hermanas” controlaron sin mayores dificultades, especialmente a partir del final de la II Guerra Mundial, el ciclo completo de la industria petrolífera.³

Antes de esa crisis, “las siete” disponían del 85% de las reservas y eran responsables del 70% de la extracción, de más de la mitad de la producción de petróleo refinado, y del 70% de la comercialización de gasolinas.⁴ Poseedoras de flotas de transporte y oleoductos, funcionaban como grandes empresas verticalmente integradas que imponían unas barreras de entrada casi insuperables para otras compañías. El sistema de precios les otorgaba una doble ventaja: un margen asegurado de beneficios –resultado de la diferencia entre un precio estable fijado por ellas mismas y los costes nunca explicitados de extracción del crudo–, y una inestimable ventaja competitiva frente a terceros, derivada de la posibilidad de transferir el crudo a sus propias refinerías a un precio inferior al que ellas mismas establecían para los intermediarios, las empresas independientes o los campeones nacionales creados a iniciativa de los gobiernos europeos. Las economías de escala, la tecnología y el generoso régimen de concesiones, que amparaba su derecho a explotar las reservas de estos países sin ofrecer casi nada a cambio, completaban el conjunto de ventajas competitivas del septeto.

El papel de cómplices necesarios para la instauración de este régimen corporativo correspondía a los gobiernos de EEUU y el Reino Unido, que no solo prestaron su apoyo a esos acuerdos, sino también a la penetración de las compañías en los diferentes países abundantes en petróleo. A los intereses de unos y otros quedaron sometidos los gobiernos de los países productores.

A la vista de lo anterior, la crisis del 73 no fue tanto una crisis de precios como una crisis en el sistema de poder que había estado vigente durante décadas. En aquel año, los países de la OPEP se convirtieron en los protagonistas centrales de las nuevas relaciones petroleras. La decisión de nacionalizar la extracción de

³ Daniel Yergin, *The Prize*, Simon and Schuster, Nueva York, 1990.

⁴ Enrique Palazuelos, «Modelos de oligopolio en la industria petrolera: Las «Siete hermanas» versus la OPEP», *Revista de Historia Industrial*, 48, año XXI, 2012, pp. 119-152.

crudos les concedió no solo el derecho a captar la totalidad de la diferencia entre el precio de referencia y el coste de producción, sino también a participar y más tarde a imponer ese precio de referencia.

De esta forma, los países de la OPEP, a pesar de no tener presencia en el refino y la distribución (*downstream*), desplazaron súbitamente a las *International Oil Companies* (IOC) de la posición hegemónica que habían ostentando durante décadas, asentándose como un actor principal de las relaciones energéticas internacionales. No obstante, esa posición solo fue realmente dominante durante algunos años. Desde comienzos de los años ochenta, la poliarquía o variedad de actores con diferentes posiciones de poder relativo constituye uno de los rasgos más característicos de la industria petrolífera internacional. En esa poliarquía, las IOC, el Gobierno de los EEUU y la OPEP comparten actualmente su poder con otras empresas y gobiernos.

Poliarquía en evolución. Las IOC perdieron en los años setenta su posición de privilegio en los principales territorios de extracción, pero a cambio penetraron en nuevas zonas, e intentaron modernizar sus refinerías para mantener el dominio tecnológico y comercial con nuevos productos de consumo e insumos petroquímicos para la industria. A finales de siglo, acometieron un doble plan estratégico: el primero, destinado a ganar tamaño por medio de grandes fusiones, y el segundo, a diversificarse para convertirse en compañías energéticas, con participaciones en el gas natural, la electricidad y las energías renovables. Esta reorientación estratégica vino seguida del ciclo alcista de 2000 a 2014, que les permitió ganar liquidez y elevar el valor de sus activos.⁵ De esta forma, las “nuevas” empresas históricas (ExxonMobil, Chevron, British Petroleum y Dutch-Shell) volvieron a afianzarse como las corporaciones privadas, y verticalmente integradas, más poderosas de la industria, si bien ahora rivalizando, tanto en extracción como en refino y comercialización de derivados, con otras grandes empresas especializadas en las diferentes fases del ciclo y con diferentes estructuras de propiedad: estatal, híbrida o privada.

Los gobiernos de los grandes países consumidores también son actores destacados de la industria petrolífera internacional. Por encima de todos ellos, sobresale el Gobierno de EEUU, que, tras la crisis de los setenta, adquirió un rol aún más

⁵ Daniel Yergin, *The Quest*, The Penguin Press, Londres, 2011.

activo, especialmente en Oriente Medio, donde el catálogo de iniciativas diplomático-militares ha sido amplio y variado. El objetivo de estas actuaciones no ha sido

El sentido y alcance de las estrategias de las petroleras no solo determinará su futuro, sino también el camino que siga la transición energética

asegurarse el abastecimiento de petróleo por parte de estos países, cuyos suministros representan una parte menor de las importaciones estadounidenses, sino intentar que sus gobiernos asumieran la responsabilidad (*responsability*) de mantener un flujo continuo y abundante de oferta exportable en el mercado (*availability*). El flujo necesario para mantener el crudo a un precio bajo y previsible (*affordability*).

Para ello, las políticas de EEUU han estado dirigidas a evitar o desmontar las alianzas entre los países de la OPEP destinadas a tensionar la demanda mediante restricciones de oferta, a aislar a los Gobiernos más hostiles (Irán a partir de la revolución de Jomeini, Irak a partir de la ocupación de Kuwait, Venezuela desde la llegada de Hugo Chaves), y a apoyar de manera incondicional a los socios preferentes: Kuwait, Emiratos y, muy especialmente, Arabia Saudí, que desde los años ochenta ha jugado un papel central como regulador del total de la oferta exportable. Además de estas actuaciones, la política americana también ha intervenido en otras regiones (América Latina, África, Asia Central y Rusia), con el objetivo de incrementar la oferta internacional de crudo, debilitar el poder de la OPEP y facilitar la entrada en otros territorios de las IOCS que habían sido expulsadas de Oriente Medio.

En la actualidad, la reversión de la dependencia importadora de la economía estadounidense parece haberle otorgado al Gobierno de EEUU una buena coartada para replantearse su papel de gendarme en Oriente Medio. El estruendoso fracaso de las invasiones de Irak y Afganistán justifica por sí solo este replanteamiento. Pero, más allá de estos y otros fracasos, el cuestionamiento de la política de intervención permanente que ha venido aplicando la Administración americana se hace casi inevitable cuando a) su economía cada vez depende menos del petróleo de esta región; cuando b) toda Asia, y en particular China, sí reciben crudo procedente de estos países en cantidades cada vez mayores y en condiciones plenamente seguras sin ningún tipo de desgaste humano, ni económico, ni militar, ni de reputación; y cuando c) el compromiso por parte de estos países de colocar en el mercado un flujo continuo de oferta exportable ha dejado de ser condición suficiente para garantizar que el crudo se mantenga a un precio bajo y previsible.

Entre las grandes regiones consumidoras, el Gobierno de EEUU es el único que históricamente ha desempeñado un papel activo en las relaciones internacionales (si exceptuamos las intervenciones del Reino Unido en apoyo a la Anglo-Iranian –precedente de BP– durante la primera mitad del siglo XX). Por ello, las políticas del Gobierno de China, para diversificar y garantizar su abastecimiento externo, constituyen una gran novedad en el escenario energético internacional. Como Japón o Corea, el Gobierno de China también participa directamente, en colaboración con sus empresas estatales, en la formalización de contratos de largo plazo para la compra de crudo en grandes cantidades. Pero, a diferencia de sus vecinos, acompaña esas actuaciones de acuerdos para la participación de sus empresas en proyectos de extracción y la construcción de infraestructuras de transporte. De esta manera, el gobierno y las empresas chinas ofrecen a los productores una seguridad de demanda –frente a la política americana unilateralmente orientada hacia la seguridad de oferta– de gran importancia para explicar la rápida ascensión del Gobierno chino en múltiples territorios de exportación.⁶

Desde el punto de vista de los países exportadores, el actor relevante no parece ser ya tanto la OPEP como algunos de sus países miembros; muy especialmente, Arabia Saudí. A la centralidad del Gobierno saudí, como principal exportador y *swing producer*, se une el regreso de Rusia, que a su gran capacidad exportadora (equivalente a la saudí) suma su creciente influencia política sobre otros territorios productores (Asia central, Oriente Medio, Venezuela), su interdependencia con Europa y sus recientes vínculos comerciales con Asia. La influencia de estos gobiernos va de la mano de la creciente importancia de sus *National Oil Companies* (NOC). En conjunto, estas empresas estatales poseen la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo, y algunas de ellas disponen de redes de distribución, refinerías, comercializadoras y participaciones en otras industrias. Después la nacionalización de los setenta, la fuerte alza de los precios registrada desde 2000 ha contribuido –dejando aparte los casos más complejos de México (Pemex), Venezuela (PdVSA) y Brasil (Petrobras)– al fortalecimiento de estos gobiernos (y de sus empresas) tanto desde el punto de vista económico financiero como político militar.

Desde 2014, cuando se inicia una nueva etapa de precios a la baja, y especialmente a partir de los Acuerdos de París, estas empresas (y sus gobiernos) se

⁶ Isidoro Tapia, «La rivalidad estratégica entre China y EEUU en el área de la energía», en *Energía y Estrategia 2020*, Instituto Español de Estudios Estratégicos, Ministerio de Defensa, 2020, p. 39-105.

enfrentan –como también lo hacen las IOC y el resto de las compañías ligadas al sector– al riesgo de sufrir una paulatina caída de sus ingresos y una fuerte desvalorización de sus activos. Ante este riesgo, las estrategias de algunas de ellas han ido adquiriendo un carácter cada vez más panenergético, pasando de una posición reactiva frente al cambio climático a otra cada vez más proactiva, sabedoras de que sus ventajas de escala, financieras y tecnológicas les sitúa en una situación de privilegio para ocupar posiciones igualmente dominantes en los sectores que se supone liderarán la transición energética recién iniciada. El sentido y alcance de estas estrategias no solo determinará el futuro de estas empresas, sino que también condicionará el camino que siga la transición energética.

Organización de las transacciones: el sistema de (de)formación de los precios

Los precios administrados. El acuerdo al que llegaron las tres pioneras en el castillo de Anacharry establecía que el crudo a pie de pozo se vendería siempre al mismo precio con independencia de cuáles hubieran sido las compañías productoras o los costes de extracción. La diferencia entre ese precio y los costes reales –una vez descontados los royalties por los derechos de explotación de los recursos– garantizaba un beneficio amplio y seguro para todos los miembros del cártel; al mismo tiempo, la política de precio único daba estabilidad al conjunto de las transacciones.⁷

Después de la II Guerra Mundial, ese sistema no experimentó cambios sustanciales, por lo que los precios siguieron siendo estables y los beneficios de las compañías seguros y extraordinarios. La única fuente de tensión provino de los gobiernos de los países productores, que comenzaron a reclamar una parte mayor de las rentas que casi íntegramente capturaban las compañías. Esa tensión se mantuvo controlada durante varias décadas, pero, finalmente, la nacionalización de los recursos por parte de los países miembros de la OPEP no solo dio lugar a un cambio radical en las reglas de reparto, sino que acabó concediendo a estos países el poder de establecer unilateralmente los precios de referencia.

⁷ Roberto Centeno, *El petróleo y la crisis mundial*, capítulos II y VI, Alianza Universidad, Madrid, 1982.

No obstante, aun cuando el control del sistema cambió de manos, su naturaleza opaca y administrada continuó siendo esencialmente la misma. El cambio radical en el sistema de formación de precios no tuvo lugar entonces, sino diez años después, cuando los gobiernos de EEUU y Reino Unido impusieron, y los de los países de la OPEP (básicamente, Arabia Saudí) aceptaron, que los precios internacionales del crudo pasaran a fijarse en mercados de referencia construidos al efecto, situados en el Mar del Norte (Reino Unido) y Texas (EEUU). Desde entonces, este es el sistema que rige la formación de los precios del crudo y el que, con ligeras variaciones, se ha implantado más recientemente para la formación de los precios del gas.⁸

Desde 2000 se ha impuesto una dinámica de cordillera en la evolución de los precios, con subidas en cohete y caídas en cascada

Los precios deformados. Dado que de forma directa no es posible contar con información sobre los precios del crudo porque la inmensa mayoría de las transacciones que se realizan, incluidas las operaciones de corto plazo, son completamente confidenciales, la base de este sistema consiste en crear mercados *ad hoc* en los que se pueda contratar (a corto plazo) un volumen suficiente de un tipo de crudo representativo en condiciones de competencia entre distintos operadores (compradores-vendedores). De esta forma, el precio determinado a diario en estos *hubs* se considera reflejo de las condiciones de oferta-demanda existentes en cada momento en el mercado mundial de crudo y se toma como referencia (*benchmark*) para la realización de cualquier tipo de contrato, ajustando el precio a las condiciones específicas de cada transacción.

Desde un punto de vista de economía política, la implantación de este sistema privó a los grandes productores de su capacidad para determinar directamente los precios, es decir que modificó las relaciones de poder entre actores, abriendo así una nueva etapa en las relaciones energéticas internacionales. Desde un punto de vista técnico, este sistema parecía suponer un avance con respecto al anterior, puesto que permitía contar con un mecanismo capaz de determinar el precio de forma flexible, e idealmente de acuerdo con las condiciones del mercado, frente a la fijación a priori y ajena a criterios de costes y necesidades.

Sin embargo, desde 2000 se ha impuesto una dinámica de cordillera en la evolución de los precios, con subidas en cohete y caídas en cascada, que cuando se

⁸ Enrique Palazuelos, *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*, Akal, Madrid, 2008.

observa a posterior resulta imposible de explicar por los cambios realmente sucedidos en la producción y consumo de petróleo a nivel internacional. Para la explicación de este fenómeno se pueden plantear tres hipótesis.

La primera hipótesis es que los precios pueden estar siendo manipulados mediante prácticas puntuales de estrangulamiento (*squeeze*) en los *hubs* o mercados *spot*. Este tipo de intervenciones no son sencillas y, en cualquier caso, no podrían explicar un comportamiento continuado de montaña rusa como el que se viene registrando desde 2000, además de que la alta correlación entre los movimientos de precios entre distintos *hubs* parece descartar la existencia sistemática de este tipo de prácticas.

La segunda hipótesis es que, en origen, los grandes productores estén llevando a cabo políticas de colusión para elevar los precios. Sin embargo, a la vista de la evolución seguida por los precios desde la implantación de este sistema, esta hipótesis resulta poco verosímil. Durante los primeros quince años de funcionamiento de este sistema, los países miembros de la OPEP mantuvieron una política de aumento moderado de la oferta exportada, que sin duda contribuyó a que durante ese tiempo –y en sintonía con los intereses de los grandes países consumidores– los precios siguieran una tendencia estable (y ligeramente a la baja). La restricción puntual acordada en Yakarta a finales del pasado siglo, cuando el precio llegó a situarse incluso por debajo de los diez dólares el barril, pudo contribuir al repunte de la cotización registrada entre 1999 y 2002; pero el retorno posterior a un aumento moderado de la oferta exportada por parte de estos países se contradice por completo con las subidas y bajadas que han registrado los precios del petróleo desde 2004 hasta la actualidad.

La tercera hipótesis es que los precios diarios del *hub*, que conocemos a través de la información que nos ofrecen agencias especializadas, estén cada vez más determinados por los precios de futuro de los *paper markets*, en los que participan de forma creciente operadores no comerciales, para los que cualquier cambio, real o imaginado, en alguna variable de oferta o demanda, que, efectiva o potencialmente, pueda afectar a los precios, se convierte en motivo para la generación de expectativas que se retroalimentan, de profecías que se autocumplen y de relatos justificativos tanto de una cosa (subidas repentinas) como de la contraria (caídas bruscas). Es así que estos precios –los de futuro, que se trasladan luego a los de diario– se nos presentan sistemáticamente como una imagen no diso-

ciada, pero sí exagerada (deformada), de lo que realmente ocurre en la industria petrolífera, en eso que los expertos denominan los fundamentales del mercado. A los actores dominantes de esta industria les resta, por tanto, la opción de intentar influir sobre esa particular manera de (de)formación de los precios, actuando bien sobre esos fundamentales o bien sobre los relatos que se puedan crear en torno a los mismos.

De esta última hipótesis se derivan dos paradojas y una duda, con las que concluimos. La primera es que, si el objetivo de la OPEP era regular la oferta para mantener los precios estables, el alza de los precios no prueba la fortaleza del cártel sino su creciente debilidad. La segunda paradoja es que, gracias a esa subida, los países productores han acumulado un enorme poder financiero, económico y político, del que es en buena medida responsable un sistema de precios que en origen se inventó para restarles el poder que habían conquistado tras la nacionalización de los recursos. La duda es si la transición energética en curso logrará reducir no solo las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también las tensiones económicas y geopolíticas vividas durante la era del carbono. Lo primero es difícil, pero posible; lamentablemente, lo segundo es bastante más improbable.

Rafael Fernández Sánchez es profesor titular en la Universidad Complutense de Madrid y pertenece al Instituto Complutense de Estudios Internacionales.

