



Mercado Petrolero mundial Luz al final del túnel

Jorge Eduardo Navarrete

Grupo de Energía

19 de febrero de 2015

NOTAS INTRODUCTORIAS

Comportamiento de las cotizaciones y las expectativas

Hacia mediados de enero se detuvo la rápida caída de las cotizaciones de las semanas anteriores y las fluctuaciones diarias de las correspondientes a los crudos marcadores empezaron a marcar una tendencia al alza. Los niveles observados a mediados de febrero ya fueron superiores a los registrados al principio del año. La cautela de la mayor parte de los analistas al predecir el comportamiento de las cotizaciones en las semanas y meses futuros se fue disipando poco a poco y fueron varios los que sugirieron que podría pensarse en un nuevo nivel mínimo alrededor de los 50 dls/b, un 60% por debajo de los máximos alcanzados en junio de 2014. A partir de este nuevo mínimo continuó discutiéndose, con menor grado de acuerdo, la magnitud de la recuperación, planteándose un rango amplio, entre Dls 50 y Dls 80 por barril como límite superior hacia finales de 2015. Varios análisis, como el de la AIE, hablaron de que “los participantes en el mercado parecen vislumbrar alguna luz al final del túnel”.⁽²⁾ En cambio, Citigroup—que atiende más que a las tendencias de la producción física a las tendencias de los mercados financieros a futuros—advirtió que “la tormenta todavía no ha concluido”.⁽²⁾

Entre los factores que permitieron este repunte se mencionan, además de la reducción fraccional (-0.03%) del suministro global, el hecho que abarcara los dos grupos de productores (OPEP y no-OPEP); la continuada reducción del número de perforaciones exploratorias de shale oil en EUA, aunque el impacto de esta caída en los volúmenes producidos sólo se manifestará en la segunda mitad del año; las repetidas noticias de reducción de gastos de inversión y de recorte en el número de trabajadores de buen número de empresas productoras, y el fortalecimiento de la recuperación económica en Estados Unidos.



Las previsiones de oferta para 2015 en su conjunto apuntan ahora, sobre todo por el impacto de las reducciones ya anunciadas en los gastos de capital de las empresas, a una elevación bastante más leve de la antes prevista en el abasto no-OPEP, estimada ahora en un total de 800 mbd en el año. Esto daría lugar a que en el segundo semestre la demanda por el petróleo de OPEP llegara a 30.2 Mbd, ligeramente por encima de su meta oficial de producción (30 Mbd). Es importante, en el conjunto del panorama, que se espere también una moderación más marcada del aumento de la producción de EUA, que se observará sobre todo en la segunda parte del año, para situarla en un promedio de 12.4 Mbd en 2015.⁽⁴⁾

Indicadores

Las cotizaciones del Brent y del WTI, los dos crudos marcadores mundiales, registraron el 16 de febrero un nivel (61.96 y 56.02 dls/b respectivamente), superior en 28.4 y 21.5 por ciento a las correspondientes al 14 de enero anterior (48.26 y 46.12 dls/b). De esta suerte, excedieron con amplitud el nivel observado en el primer día de operaciones del año (53.28 y 50.10 dls/b).⁽¹⁾

Entre mediados de enero y mediados de febrero continuaron las fluctuaciones diarias, pero se abatió la volatilidad, al estrecharse a Dls 15.69 para el Brent y 8.37 para el WTI el rango de fluctuación del período. Las variaciones marcaron una clara tendencia al alza de las cotizaciones.

El suministro mundial de petróleo se redujo en enero en 235 mbd, para situarse en 94.1 Mbd, por menores aportes provenientes tanto de la OPEP como de exportadores ajenos a ella.

En enero la producción de la OPEP se situó en 30.31 Mbd, con reducción de 240 mbd sobre diciembre.⁽³⁾

Hacia el 13 de febrero, el número de pozos exploratorios activos (*rigs*) en los campos *shale* en Estados Unidos registró un nivel 34% por debajo del nivel máximo de mediados de 2014.



ENTRE EL FINAL DEL TÚNEL Y LA TORMENTA PERSISTENTE

Como se señaló en la introducción, ante el comportamiento de las cotizaciones en las últimas cuatro o cinco semanas, han surgido dos posiciones encontradas: la de los que piensan que, al registrar niveles claramente inferiores a los 50 dls/b para los dos principales crudos marcadores hacia finales de enero, el mercado había alcanzado su nivel mínimo, su “piso”, con lo que se iniciaba un claro repunte—como en efecto ha ocurrido en las semanas siguientes. Otros consideran que este repunte es, más bien, una corrección técnica, quizá de corta duración y que las cotizaciones volverán a caer en el futuro cercano. Aunque las posiciones se expresan con numerosas calificaciones y advertencias, la AIE habló de la luz al final del túnel y Citigroup prefirió señalar que la tormenta no había pasado.

¿Por qué cree verse luz al final del túnel?

- La caída sin precedente en el número de perforaciones exploratorias activas en los campos de petróleo y gas no convencional (*shale*) en Estados Unidos.
- La reducción, en cientos de miles de millones de dólares, en las inversiones anunciadas para 2015 y más allá, por la mayor parte de las grandes corporaciones petroleras.
- Los indicios de que la demanda ha empezado a reaccionar, con cierto vigor, a los precios bajos. Se citan como ejemplo los incrementos en el consumo de gasolina y, en general, de productos petrolíferos en Estados Unidos.
- El secretario general de la OPEP, Abdalla el-Badri, que suele medir sus palabras, declaró en Londres hacia el 12 de febrero, que parecía que los precios habían tocado el fondo.

¿Por qué se cree que persiste la tormenta?

- La debilidad del crecimiento de la economía mundial. El FMI corrigió a la baja su pronóstico de crecimiento, tanto para 2015 como para 2016. El crecimiento más modesto, que linda con el estancamiento, se encuentra en algunos grandes importadores de hidrocarburos, como la eurozona y Japón.
- A pesar de la menor actividad exploratoria en *shale*, la producción petrolera total de EUA continua creciendo: a mediados de febrero marcó un máximo para los últimos tres decenios, al llegar a 9.2 Mbd.



- También aumentan los inventarios estadounidenses de petróleo, que ahora se elevan al equivalente de 44 días de producción, el más elevado desde 1931.
- Quizá el piso que el mercado necesita, para realmente afectar la producción de shale, sea inferior a 40 dls/b.

EL PETRÓLEO SHALE DE ESTADOS UNIDOS: EL NÚMERO DE RIGS Y OTROS FACTORES

Desde que la OPEP apostó, según una de las hipótesis más socorridas para explicar el desplome de los precios del petróleo de 2014-2015, a expulsar del mercado a los productores de alto costo, entre otros los de petróleo de esquistos de Estados Unidos, todo mundo se ha mantenido al pendiente del comportamiento de éstos.

El indicador del que se echa mano con mayor frecuencia para determinar la posible dirección a futuro de los volúmenes de producción es el número de *rigs* (torres o aparejos de perforación exploratoria o de desarrollo) activos. La fuente más reconocida son las encuestas de Baker Hughes, cuyos resultados están parcialmente accesibles en el portal web de la empresa.⁽⁵⁾ Las cifras se ofrecen con periodicidad semanal para EUA y mensual para el resto del mundo.

La cifra mensual más reciente, que corresponde a enero de 2015, muestra que el número de *rigs* activos en EUA, que representan más del 80% del total mundial, fue de 1,683, inferior en 189 (9%) al registrado el mes anterior y 86 (6%) por debajo del de un año antes. De acuerdo a algunas interpretaciones,⁽⁶⁾ esta reducción muestra “que la industria del petróleo de lutitas se encuentra ahora en una severa crisis”.

La tendencia declinante en el número de pozos activos se inició en octubre de 2014 y se ha acelerado desde las últimas semanas de enero. Desde el máximo, registrado a principios de octubre, el número se ha abatido en 469, equivalente a 29%. Aún más, mas de la mitad de los *rigs* que han quedado inactivos corresponden a perforaciones horizontales, que son las más productivas, técnicamente complejas y costosas. “Lo anterior es importante—agrega el análisis—porque la producción estadounidense de petróleo *shale* ha sido el principal factor que explica el aumento de la oferta mundial de crudo en los últimos años. Se ha elevado en 4.1 Mbd en el último sexenio, a partir de 2009, hasta alcanzar 4.7 Mbd en 2014.”



Si se sustrajera el efecto de la mayor producción de petróleo no convencional, la oferta mundial de crudo—que se incrementó en 3.5 Mbd entre 2005 y 2014—habría disminuido en alrededor de 1.1 Mbd. Sin la llamada “revolución *shale*” no se estaría frente a un excedente de oferta ni a un colapso de precios.

No hay acuerdo sobre el significado real de la caída en el número de pozos activos en los campos *shale*. Por una parte se subrayan elementos como el corto tiempo que media entre el inicio de las perforaciones y la entrada de la producción, así como la flexibilidad que permite reanudar la producción en *rigs* cerrados durante algún tiempo, factores que distinguen la explotación no convencional de la convencional. Por otra, se hace notar el período mucho más breve en que los campos *shale* son capaces de sostener la producción y la consecuente necesidad de una actividad de perforación prácticamente ininterrumpida si se quiere compensar la declinación natural de los campos. Mantener en operación los campos *shale* exige erogaciones de capital constantes. Sin embargo, aún la muy rápida reducción en el número de *rigs* activos, como la observada en la última semana de enero y la primera de febrero, no se traduce en caídas en la producción sino varios meses después. Por ello, se espera que el efecto de las reducciones de principios de año sólo se deje sentir ya avanzada la segunda parte del año.

A la luz de estos desarrollos, se piensa que en el nuevo mundo del petróleo resultado de la revolución no convencional, sean los productores de petróleo *shale*, es decir, sustancialmente Estados Unidos, los que jueguen el papel de productores de ajuste (*swing producers*) y muevan con flexibilidad sus volúmenes de producción para influir en el comportamiento de los mercados.

LOS REAJUSTES DE LAS CORPORACIONES PETROLERAS

British Petroleum (BP) – En los últimos cinco años, BP ha sido afectada más por las secuelas de Macondo, el monumental derrame sufrido en su plataforma de ese nombre en el Golfo de México (cuyos costos espera cubrir con una reserva *ad hoc* de DIs 43,500 millones), que, desde mediados de 2014, por el desplome de los precios del crudo. En esa importante zona productiva, la corporación no es ni la sombra de lo que fue: “se ha visto obligada a liquidar más de la mitad de sus oleoductos, a cerrar el 35% de sus pozos y a vender alrededor del 12% de sus reservas”.⁽⁷⁾ Si a estas consecuencias negativas se agregan las derivadas de la caída de los precios se explica que la empresa se proponga reducir sus “gastos de capital”, inversiones orientadas a nuevos proyectos, a DIs 20,000



millones en 2015, 20% por debajo de los correspondientes al año anterior. “En especial, se reducirán los gastos en exploración, se pospondrán proyectos ‘marginales’ de extracción y de detendrán proyectos de refinación y otras actividades ‘downstream’.”⁽⁸⁾ Además, ha anunciado un “cargo por reestructuración”, del orden de Dls 1,000 millones para financiar los recortes esperados en su fuerza laboral. En suma, en 2014 BP registró una pérdida, antes de impuestos, por Dls 3,200 millones, en contraste con una ganancia de Dls 3,900 millones en 2014. En estas circunstancias, no resulta extraño que el principal ejecutivo de la empresa, Bob Dudley, lejos de compartir el optimismo de otros analistas, considere que la industria enfrenta su peor caída desde 1986 y que es probable “que los precios permanezcan a niveles severamente deprimidos por varios años”.⁽⁹⁾ Dudley considera que la OPEP realmente se propone defender su participación en el mercado y expulsar a los productores de alto costo—una de las hipótesis más repetidas desde la decisión de la Organización, en noviembre último, de no abatir sus volúmenes de extracción.

ConocoPhillips – La mayor compañía exploradora y productora de Estados Unidos dio a conocer sus resultados de 2014, severamente afectados por el desplome de los precios, y nuevas reducciones en las inversiones que tiene en cartera para 2015, el 29 de enero último.⁽¹⁰⁾ Destacó el anuncio de una reducción en el gasto de capital mucho más severa que la que había adelantado en diciembre, llevándola a 33%, con un nuevo objetivo de Dls 11,500 millones para este renglón. En especial, se prevé reducir significativamente el programa de exploración de recursos no convencionales, en Estados Unidos y Canadá, tras la cancelación en 2014 de las actividades en Colombia. El fuerte deterioro inducido por el desplome de los precios, entre otros factores, dio lugar a que los ingresos totales en 2014 se contrajeran a Dls 6,900 millones, una cuarta parte menos que la cifra correspondiente al año inmediato anterior. “En la perspectiva de bajos precios de los productos básicos en 2015, la empresa ha vuelto a reducir los gastos de capital que prevé realizar en 2015 a Dls 11,500 millones, en lugar del monto de Dls 13,500 millones que se había anunciado previamente. La reducción provendrá sobre todo de la diferición de perforaciones en campos en tierra y de programas de exploración en la porción continental de Estados Unidos, así como de la posposición de un importante proyecto de expansión. Con este nivel de gasto de capital, la compañía espera conseguir un incremento de 2 a 3 por ciento en su producción, exceptuando las operaciones en Libia.”

Chevron – Al presentar los resultados de 2014, el presidente y CEO (chief executive officer), John Watson, indicó que “los ingresos netos de 2014 (Dls 19,241 millones) resultaron inferiores (en 10.2%) a los registrados en 2013 (Dls 21,423 millones) debido sobre todo a la aguda declinación de los precios del petróleo crudo, si bien el mejor resultado de las actividades downstream (refinación y otras) y las ganancias de capital



derivadas de las ventas de activos comprendidas en el programa de desinversiones, compensaron parcialmente el efecto de los menores precios del crudo”.⁽¹¹⁾ “Ingresamos a 2015 –añadió Watson—con la fortaleza financiera para hacer frente a los desafíos de un ambiente volátil de precios del crudo y con esfuerzos ya en marcha para transitar a una estructura de costos y un ritmo de gastos de inversión más moderados.” También se dio a conocer el presupuesto de gastos de exploración y de capital para 2015, cuyo total, de Dls 35,000 millones, es inferior en 13% a las inversiones realizadas el año precedente. Tres cuartas partes (74.1%) del gasto de capital total se dedicarán a actividades de exploración y desarrollo fuera de Estados Unidos.⁽¹²⁾

China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) –Las declaraciones de los dos principales funcionarios de la corporación se ajustaron, como era de esperarse, a una tranquila ortodoxia. “Ante el desafío representado por los precios a la baja, controlaremos nuestros costos y nos empeñaremos en una implementación efectiva de nuestro programa de inversiones, a fin de mejorar el conjunto de la operación de la compañía” -dijo Zhong Hua, principal responsable financiero de la CNOOC. Por su parte, Li Fanrong, ejecutivo principal, señaló “Para hacer frente al complicado y muy volátil ambiente de 2015, la empresa buscará un equilibrio adecuado entre las ganancias de corto plazo y el desarrollo a largo término, mediante un plan de inversiones prudente a fin de llevar adelante su estrategia del ‘nuevo salto adelante’.⁽¹³⁾ El nuevo salto adelante, en 2015, será un paso atrás: se ejercerá un presupuesto de inversión del orden de RMB 70 a 80 mil millones (alrededor de Dls 11,200 a 12,800 millones), inferior entre 26 y 35 por ciento al que se estima haber ejercido en 2014. De la inversión total, 21% se destinará a exploración, 60% a desarrollo y 10% a producción. La meta de producción en el año apunta a un rango de 475 a 495 Mb, equivalente a entre 1.3 y 1.4 Mbd. Dos tercios del total provendrán de campos chinos y el resto de campos en el exterior. China National Petroleum Corporation (CNPC), la entidad que agrupa a las otras dos empresas petroleras estatales de China-Sinopec y PetroChina-no había divulgado hasta mediados de febrero sus planes de inversión en 2015.

ExxonMobil Corporation – Entre las muy grandes corporaciones petroleras globales, ExxonMobil es una de las que mejor capearon en 2014 el desplome de los precios. Los ingresos netos se mantuvieron prácticamente al mismo nivel del año precedente: Dls 32,520 millones frente a Dls 32,580 en 2013. Su proporción respecto de los ingresos brutos totales se elevó de 7.4 a 7.9 por ciento de un año a otro. El gasto de capital y en exploración, sin embargo, se redujo de manera significativa, en 9% respecto de 2013, para quedar en Dls 38,537 millones. La estabilidad de los ingresos fue saludada por Rex W Tillerson, presidente y CEO, como demostración de la “destacada capacidad de la empresa para ofrecer buenos resultados a lo largo del ciclo de precios de los *commodities*”⁽¹⁴⁾.



En el área de producción destaca el cumplimiento del objetivo de producir 4 Mbd de petróleo equivalente. En cuanto a expansión de instalaciones se subraya la terminación de ocho proyectos *upstream*, incluyendo el proyecto de gas natural licuado en Papúa Nueva Guinea. Al explicar estos resultados, la empresa subraya que los precios más bajos de los hidrocarburos y el incremento de los costos de mantenimiento por encima de lo previsto, fueron compensados por márgenes mayores en el área petroquímica. Hasta el momento, ExxonMobil no ha divulgado, aparentemente, información sobre las actividades esperadas en 2015.

Occidental Petroleum – Es una de las grandes petroleras estadounidenses, de alcance global, con plataforma de producción del orden de tres cuartos de millón de barriles diarios. Afectada, como las demás empresas, por el desplome de los precios, anunció, el 29 de enero de 2015, que su presupuesto de capital para 2015 se situaría en Dls 5,800 millones, un tercio por debajo del ejercido en 2014.⁽¹⁵⁾ El informe subraya que, aún disponiendo de la capacidad financiera para realizar mayores erogaciones de capital, “sería imprudente hacerlo en el actual ambiente de precios bajos”. La empresa se concentrará en reducir costos, “incluyendo la renegociación de contratos de suministro que no reflejen los precios disminuidos prevalecientes”. Los proyectos que recibirán menos recursos corresponden a los localizados en la cuenca de Williston, Montana, donde la explotación de recursos *shale* ha revivido una zona productora que parecía sustancialmente agotada hacia 1986, otros campos de gas, las operaciones en Bahrain y las arenas bituminosas de Joslyn en Canadá, “que ofrecen rendimientos bajo par en el actual ambiente de precios”.

Royal Dutch Shell – Una de las respuestas más drásticas y de más largo alcance a la caída de los precios del petróleo fue el anuncio, a principios de febrero, que Shell se propone clausurar el campo Brent, uno de los mayores del Mar del Norte, y más adelante otros en el área, en una operación a diez años, con costo de miles de millones de dólares. La primera gran acción será levantar la plataforma Brent Delta, una estructura de acero de 23,500 ton, remolcarla más de 600 km a Hartlepool, en el noroeste de Inglaterra, donde será desmantelada y “gran parte de ella convertida en partes para máquinas de lavar”.⁽¹⁶⁾ La empresa aún no decide qué hacer con las columnas de concreto, que permanecerían por miles de años sujetas a la erosión marina, y los tanques de almacenamiento submarinos. Aunque el desmantelamiento de las instalaciones petroleras del Mar del Norte obedece a la declinación a largo plazo de los yacimientos, quizá se inicie antes por el desplome de los precios de 2014-2015. En lo inmediato, Shell se propone reducir sus erogaciones de capital en Dls 15,000 millones en el lapso 2015-17, mediante el abandono o diferición de alrededor de 40 proyectos. La reducción será menor en el presente año, pues se mantendrá el nivel de 2014: Dls 35,000 millones.



Rosneft – La petrolera estatal de Rusia enfrenta una situación en particular complicada. Al efecto del desplome de los precios debe agregar las dificultades derivadas de las sanciones impuestas por Estados Unidos y la Unión Europea. De esta suerte, Igor Sechin, su ejecutivo en jefe, ha formulado declaraciones de censura a la OPEP, por desatar la guerra de precios, y a Occidente, por las sanciones unilaterales. Sostiene, sin embargo, que Rosneft saldrá adelante y subrayó que podría vivir con un precio de 50 dls/b (lo que podrían hacer también, sin duda, las grandes empresas petroleras). En 2014, los ingresos brutos de la empresa—antes de deducir intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones—quedaron apenas debajo de las expectativas: en Dls 28,000 millones, frente a los Dls 29,600 que se esperaban. Sechin espera que la reducción de la oferta provocada por la baja de precios, que se dejará sentir en la segunda parte del año, estabilizará el mercado más temprano que tarde.

SaudiAramco – Hacia finales de enero, antes de dar a conocer sus resultados en 2014, que aún no se anuncian, el presidente y CEO de la empresa, Khalid A Al-Falih, refiriéndose al efecto de la actual caída de los precios en la estrategia de la compañía, afirmó que “el entorno de precios más bajos ofrece a SaudiAramco y a la industria en su conjunto la oportunidad de fortalecer su disciplina fiscal e incrementar su creación de valor, ajustándose a la dinámica del mercado con los recursos, capacidades y visión de largo plazo necesarias para optimizar los recursos naturales del Reino”.⁽¹⁷⁾ Agregó que “Arabia Saudita se convertirá en la próxima frontera para el desarrollo del gas *shale* y otros recursos no convencionales.

Statoil – Una de las primeras declaraciones del nuevo CEO, Eldar Sætre—un ejecutivo de larga data en la gran empresa mixta noruega—fue señalar que probablemente se demoraría por un año el inicio de exploraciones en el “proyecto Johan Castberg”, en la zona noruega del Océano Polar Ártico. Es éste un buen ejemplo de cómo el desplome de los precios ha forzado la diferición de proyectos de gran importancia, en extremo prometedores, como el del Ártico noruego, citado a menudo como epítome de las amplias y brillantes perspectivas de esta nueva frontera del mundo petrolero. La posposición será por lo menos de un año, pues si se deja pasar la oportunidad de iniciar los trabajos en la próxima breve temporada veraniega del Ártico en 2015 habrá que esperar, por lo menos, hasta 2016.⁽¹⁸⁾



Total – La empresa francesa, en respuesta al desplome de precios, ha anunciado una reducción de 10% en sus erogaciones de capital, lo que las situaría en 2015 en alrededor de Dls 23,500 millones. Prevé también liquidar a 180 trabajadores en su refinería de Lindsey, en Reino Unido, una porción mínima de los aproximadamente dos mil empleos que serán suprimidos por la empresa en todo el mundo; llevar adelante la restructuración de sus plantas que arrojan pérdidas en Francia; no realizar inversión alguna en campos maduros, y liquidar activos por unos 5,000 millones de dólares, algunos de ellos en el Mar del Norte.⁽¹⁹⁾ Con estas medidas, Total espera colocar en 40 dls/b el costo marginal de producción medio.



Referencias

- (1) Las cotizaciones de los dos crudos marcadores proceden del blog diario “London/ New York morning espresso” publicado en la edición electrónica del Financial Times (www.ft.com).
- (2) Emiko Terazono, “Brent above \$60 on oil company cutbacks”, Financial Times, 13 de febrero de 2015 (www.ft.com).
- (3) International Energy Agency, Oil Market Report – Highlights, 10 de febrero de 2015 (www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic)
- (4) Ed Crooks et al, “Sharp drop in US rigs drilling for oil”, Financial Times, 16 de enero de 2014 (www.ft.com).
- (5) www.bakerhughes.com
- (6) “US shale oil boom masks declining global supply” , Financial Times, 11 de febrero de 2015 (www.ft.com)
- (7) “BP scales down”, Financial Times, 15 de febrero de 2015 (www.ft.com)
- (8) “BP slashes ca, Financial Times pital spending by 20%”, Financial Times, 15 de febrero de 2015 (www.ft.com)
- (9) “BP chief warns of oil industry slump”, Financial Times, 3 de febrero de 2015 (www.ft.com)
- (10) “ConocoPhillips Reports Fourth Quarter and Full Year 2014 Results; Strong Reserves Replacement; Further Reduces 2015 Capital Expenditure”, ConocoPhillips Newsroom, 29 de enero de 2015 (www.conocophillips.com).
- (11) “Chevron Reports Fourth Quarter Net Income of \$3.5 Billion and 2014 Earnings of \$19.2 Billion”, Chevron News Release, 30 de enero de 2015 (www.chevron.com).
- (12) “Chevron Announces \$35 Billion Capital and Exploratory Budget for 2015” , Chevron News Release, 30 de enero de 2015 (www.chevron.com).
- (13) “CNOOC Limited Announces its 2015 Business Strategy and Development Plan”, CNOOC Press Release, 3 de febrero de 2015 (www.cnooltd.com).



- (14) "ExxonMobil earns \$32.5 Billion in 2014; \$6.6 Billion During Fourth Quarter", News releases, 2 de febrero de 2015 (www.exxonmobil.com)
- (15) "Occidental Petroleum Announces 4th Quarter and Twelve Months 2014 Results", OxyNews (www.oxy.com).
- (16) "Shell prepares to dismantle North Sea giants", Financial Times, 2 de febrero de 2014 (www.ft.com).
- (17) "Al-Falih reiterates SaudiAramco's commitment to long-term strategy at Global Competitiveness Forum", SaudiAramco News, 27 de enero de 2015 (www.saudiaramco.com).
- (18) "Statoil looks at delaying development of Norwegian Arctic field" , 4 de febrero de 2014 (www.ft.com).
- (19) "Total to cut UK Jobs and sell \$5bn of assets" , Financial Times, 12 de febrero de 2014 (www.ft.com).