

ESTADO ACTUAL Y EFECTO FINANCIERO DEL STOCK DE RESERVAS Y LOS DESCUBRIMIENTOS MUNDIALES DE PETRÓLEO

Nerys Federico Ramírez Mordan

Trabajo de investigación 014/015

Master en Banca y Finanzas Cuantitativas

Tutor: Dr. Francisco Javier Población

Universidad Complutense de Madrid

Universidad del País Vasco

Universidad de Valencia

Universidad de Castilla-La Mancha

ESTADO ACTUAL Y EFECTO FINANCIERO DEL STOCK DE RESERVAS Y LOS DESCUBRIMIENTOS MUNDIALES DE PETRÓLEO

Nerys Federico Ramírez Mordan

Trabajo de investigación 015/00-
Máster en Banca y Finanzas Cuantitativas

Tutor: Dr. Francisco Javier Población

Universidad Complutense de Madrid

Universidad del País Vasco

Universidad de Valencia

Universidad de Castilla - La Mancha

Estado Actual y Efecto Financiero del Stock de Reservas y los Descubrimientos Mundiales de Petróleo

Nerys F. Ramírez*

nerys-ramirez@hotmail.com

Resumen

El documento realiza un análisis, desde la perspectiva histórica, de la situación actual del mercado mundial de petróleo, enfocándose en el estado de las reservas mundiales y verificando su evolución posible. Se utilizan las propuestas cuantitativas de Hubbert (1956) y el modelo de choque híbrido propuesto por Foucher (2008), para generar estimaciones sobre la oferta de crudo. Además, se analiza el impacto financiero de eventos históricos que se podrían extrapolar a posibles escenarios futuros tras el agotamiento del petróleo. Este impacto se mide en tres direcciones: *(i)* impacto de choques estructurales del stock de inventario en la oferta, la demanda y los precios reales del mercado, a partir de un VAR estructural propuesto por Killian (2008); *(ii)* el impacto en términos de volatilidad en series de precios y cotizaciones de empresas, siguiendo a Blanco (2000) quien utiliza modelos GARCH asimétricos (GJR-GARCH); y *(iii)* el estudio de eventos, para analizar el impacto de las publicaciones de descubrimientos, en la cotizaciones bursátiles de empresas petroleras en dos mercados distintos.

Palabras claves: Reservas de petróleo, Peak-oil, Curva de Hubbert, VAR estructural, Volatilidad condicional, Estudio de eventos.

Clasificación Journal: Q32, Q33, Q41, G15

Madrid, España

29 de junio de 2015

*Agradece enormemente las sugerencias, revisiones y correcciones realizadas por el Profesor Francisco Población.

Índice

1. Introducción	1
2. Contexto histórico	2
2.1. Revisión de la literatura	2
2.2. Análisis histórico del mercado global de petróleo	5
2.2.1. Referentes básicos	5
2.2.2. Tendencias geográficas	8
2.2.3. La refinería y los costos de la industria	11
2.2.4. Matriz energética	12
2.3. Reservas probadas mundiales y picos de producción	13
2.3.1. Evolución, distribución y divergencias contables	13
2.3.2. Exploración y nuevos yacimientos	15
2.3.3. Techo de producción: evidencia empírica	17
3. Aspectos Metodológicos	19
3.1. Conceptos básicos	19
3.2. Picos de producción y demanda de reservas	20
3.3. VAR estructural (SVAR)	22
3.4. Modelo de volatilidad	23
3.5. Estudio de eventos	24
4. Descripción de las fuentes de datos	28
5. Resultados	28
5.1. El agotamiento del petróleo	28
5.2. Impacto de choques estructurales	32
5.3. Impacto en volatilidad de caídas en la producción	34
5.4. Estudio de evento: impacto en rentabilidades	38
6. Conclusiones	40
Referencias	42
Anexos	47
Glosario	54

Índice de figuras

1.	Evolución mensual de los precios por barril (Brent US\$/b) y la producción mundial de petróleo (en miles de B/d). (1970-2015)	7
2.	Evolución histórica de la producción (izquierda) y el consumo mundial de petróleo. (Datos en miles B/d, 1965-2013)	9
3.	Porcentaje de consumo mundial de petróleo, según nivel de consumo. 2013	10
4.	Evolución histórica del porcentaje de consumo mundial de energía, según tipo de energía. (Datos decenales, 1960-2010)	13
5.	Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo, por región geográfica. (1960-2013)	14
6.	Evolución histórica de los descubrimientos y la producción mundial de petróleo convencional. (1912-2030)	16
7.	Evolución histórica del índice de producción y de las reservas (post cenit), por países seleccionados. (1980=1; 1980-2013)	18
8.	Linearización de Hubbert para la predicción de los recursos recuperables. (1950-2013)	29
9.	Volumen acumulado de reservas probadas totales. (1912-2013)	30
10.	Modelos de oferta e histórico de producción. (1900-2040)	31
11.	Respuesta a un choque estructural equivalente a una desviación estándar. (Datos mensuales, 1973.1-2014.10)	33
12.	Respuesta a un choque estructural en el inventario de reservas. (Datos mensuales, 1973.1-2014.10)	33
13.	GJR-GARCH: Evolución histórica de la volatilidad condicional. (1975-2015)	35
14.	Curva de choque en torno a episodios de incertidumbre. (1991 y 2007)	37
15.	Dispersión entre la tasa de crecimiento de las reservas y de las cotizaciones de 5 de las principales empresas petroleras. (1980-2013)	38
16.	AAR agregado de distintos anuncios de 4 importantes empresas petroleras. (2000-2015)	39
17.	Anexos: Evolución histórica de la volatilidad condicional (GJR-GARCH) y el riesgo de mercado, de las principales empresas productoras. (1990-2015)	49

Índice de cuadros

1.	Evolución de la producción, consumo, importaciones y reservas mundiales de petróleo. (promedio decenal, 1965-2013)	8
2.	Estadísticos t, para los test de significancia de los CAAR	27
3.	GJR-GARCH: Estadísticos del modelo de volatilidad en torno a eventos de crisis, según tipo de serie. (1985-2015)	36
4.	Anexos: Evolución histórica de las reservas probadas, según fuentes. (Datos en millones de barriles, 1965-2014)	47
5.	Anexos: Estadísticos descriptivos de las series y tests del VAR estructural. (1973-2015)	47

6.	Anexos: Modelo de ecuaciones simultanea para la oferta y demanda del mercado de crudo. (1991-2015)	48
7.	Anexos: Estadísticos descriptivo de la serie de precios, alrededor de puntos de crisis. (1990-2015)	48
8.	Anexos: Criterios información para la selección de los modelos de volatilidad	50
9.	Anexos: Estadísticos de contraste de eventos ($H_0 : CAAR = 0$) . . .	50
10.	Anexos: Estadísticos de eventos individuales, según empresa y tipo de anuncio. (2000-2015)	51

1. Introducción

Desde finales del siglo XIX, con la segunda revolución industrial, el petróleo se convirtió en la principal fuente de energía para el modelo de crecimiento económico mundial, ganando importancia en todos los aspectos de la vida económica. Esta importancia, se verifica no solo por su dominio en la matriz energética del sistema de transporte mundial, donde representa el 95 % de la energía primaria utilizada, sino además en su determinación para la fabricación de una variedad importante de productos indispensables para la forma de vida actual, como el plástico o los fertilizantes agrícolas. En este contexto, el patrón de desarrollo ha incidido en un crecimiento exponencial de la población y la demanda de energía, que en términos per cápita y según el Banco Mundial, ha crecido un 41.4 % entre 1971 y 2011, al tiempo que se ha disparado por 3 el consumo de petróleo entre 1965 y 2013, donde se registró una demanda de 91.3 millones de barriles diarios (Mb/d), significativamente superior a los 86.7Mb/d ofertados (British Petroleum (BP), 2015 [11]). En este sentido, las tendencias históricas apuntan a un crecimiento del consumo a un ritmo superior al experimentado por la oferta, especialmente por parte de los países emergentes, al tiempo que la producción mundial, desde 1980, viene siendo superior a la cantidad de petróleo descubierta (Attanasi y Freeman, 2007), aunque, el Stock actual de reservas probadas (RP) mundiales, estimadas en 1,687.9 millones de barriles, garantiza más de 50 años de la producción actual. Sin embargo, se alerta que los yacimientos descubiertos son cada vez más pequeños y difíciles, lo que imprime incertidumbre sobre la capacidad de expansión de la oferta de energía derivada del petróleo, al tiempo que la demanda continuará expandiéndose (AIE, 2014 [1]).

Desde 1860 se han descubiertos más de dos billones de barriles y se han consumido alrededor de la mitad. En un principio, era relativamente fácil descubrirlo y extraerlo de forma económica, hasta la década de los 30's, donde se registra la tasa más elevada de descubrimientos y se verifica una tendencia positiva en el ritmo y volumen de descubrimientos, que alcanzó su cenit durante los años 60's cuando se descubrían aproximadamente 6 barriles por cada barril consumido. Sin embargo, a partir de aquí se observa un cambio de tendencia respecto al volumen de hallazgos anuales, conjuntamente con una reducción en la calidad¹ del petróleo descubierto, lo que se ha traducido en una relación 1/4 de barriles descubiertos respecto a barriles producidos. Más recientemente, los avances tecnológicos han permitido expandir la frontera de exploración hasta aguas ultra profundas y fuentes no convencionales, con el

¹Se incrementa la cantidad de energía necesaria para extraer petróleo. Según Bermejo (2008) el ratio ha pasado de 100/1 a 10/1 entre 1930 y 2010. Esto apunta al aumento relativo de la dificultad de la extracción de petróleo, en la actualidad.

inconveniente de que obligan al desarrollo de proyectos de altos costos, riesgos y significativos requerimientos técnicos (Attanasi y Et., 2011 [2]).

En el siguiente documento, se analiza el posible efecto financiero en los precios y las cotizaciones de las empresas petroleras, generados por un escenario caracterizado por el agotamiento de las reservas mundiales de petróleo. Se toma un periodo histórico relativamente largo (1965-2015), que no obstante, puede variar según la disponibilidad de los datos.² Los escenarios futuros, obtenidos a partir de diversas fuentes, apuntan a un agotamiento de las reservas que incidiría en choques de la oferta, incrementos de precios, aumento de la persistencia en la volatilidad de las series y una disminución de la capacidad de crecimiento de las cotizaciones de la empresa.

El presente documento, está organizado de la siguiente manera: en la primera y segunda sección se introduce y exponen los antecedentes respectivamente, en los antecedentes se realiza una reseña sobre la literatura de interés y se analiza el contexto histórico del mercado mundial de crudo, conjuntamente con las reservas mundiales; en la tercera parte, se encuentran los aspectos metodológicos necesarios para entender los análisis desarrollados; en la cuarta parte, se indican las fuentes de los datos usados; los resultados obtenidos se encuentran en la quinta parte; y por último, se presentan las conclusiones de la investigación.

2. Contexto histórico

2.1. Revisión de la literatura

Tanto el crecimiento de la población como del consumo energético de las economías mundiales han preocupado a la ciencia durante largo tiempo, los países y agentes han asignado una importancia considerable a la situación del petróleo.³ Esto se verifica con la amplia bibliografía e informes anuales que se generan al respecto. En lo referente a las reservas mundiales de petróleo, ya en 1972 el Club de Roma alertó al mundo sobre los límites del crecimiento,⁴ en un contexto en que las preocupaciones estuvieron orientadas al agotamiento de los recursos no renovables (Meadows, 1972; Schumacher, 1973).

El impacto del stock de reservas, ha estado mayormente implícito en los modelos de oferta, donde quizás el estudio de mayor influencia ha sido el presentado por Hubbert (1956), quien estudió los picos de producción de petróleo

²La disponibilidad de datos públicos, de reservas técnicas, representa una limitación importante en la investigación. Estos datos, sólo están disponibles en bases privadas de alto costo (McGlade, 2010; Palazuelos (2008, p.26)), lo que limita la capacidad de cualquier análisis cuantitativo.

³Los límites han sido tradicionalmente un tema importante. Por ejemplo, la tierra fértil para Malthus (1798) y el carbón para Jevons (1865).

⁴No obstante, la rapidez con que predijeron dichos cambios, al igual que otras predicciones en la misma dirección, dependen en gran medida a la ocurrencia de eventos extremos que por lo general resultan imposibles de predecir.

para los Estados Unidos. Aunque existen voces divergentes, como Simmons (2006), quienes argumentan que el cenit solo es posible observarse en retrospectiva. Otros autores como Caruso (2005), presentan una serie de estimaciones al respecto, que en su mayoría preveen un pico entre el 2000-2020, aunque otros autores más optimistas, como los de CERA (2008), consideran que se produciría luego del 2020. Por tanto, tal como apunta Zandvliet (2011), las conclusiones respecto al pico no son concluyentes.

Hasta aquí se resaltan dos grandes corrientes: la primera corriente, considerada “pesimista” y representada por ASPO (Campbell y Laherrère, 1998; Campbell, 2003; Hamilton, 2005; Prell, 2013), quienes argumentan que el nivel máximo de producción o bien ha sucedido o está próximo a ocurrir; y la segunda corriente, considerada “optimista”, representada por CERA e instituciones gubernamentales (Yergin, 2004; AIE; Maugeri, 2004), quienes se oponen firmemente a las consideraciones de los ASPO y estiman que el pico ocurriría luego de 2020. La diferencia sustancial entre ambos modelos es básicamente referente a las previsiones sobre la evolución del nivel de reservas y los tipos de datos usados (Rembrandt, 2005). Del lado del primer grupo, existen autores como: Laherrere (2001),⁵ Patterson (2008) o Zandvliet (2011), quienes realizan fuertes críticas respecto a la calidad de los datos publicados y la divergencia entre fuentes. Al tiempo que Attanasi y et. (2011), resaltan que no existen estándares internacionales para el cálculo de las reservas, esta situación ha propiciado que se altere súbitamente el volumen de reservas, tal como sucedió con los miembros de la OPEC en la década de los 80’s, intentando asegurarse cuotas de producción (Salameh, 2004; Laherrere, (2007, p.47)). Del otro lado, existen autores que citan los descubrimientos de petróleo no convencional, como el descubierto recientemente en Norte y Sur América, para restar importancia a las posibles implicaciones de la ocurrencia de un pico en la producción de petróleo, y otros recurren a teorías alternativas para explicar que podría existir en la tierra mucho más petróleo del considerado (Gold, 1999).

En la literatura económica, se vislumbran también dos paradigmas diferentes: el primero basado en el optimismo tecnológico, lo que justifica la concepción de una escasez relativa de los recursos, que puede ser superada por la sustitución de aquellos recursos relativamente menos escasos, en tanto que el mecanismo de los precios intervendrá para promover el equilibrio en el mercado (Bradford, 2006); en la segunda línea de pensamiento se encuentran el grupo de científicos, basados en leyes de termodinámica,⁶ quienes establecen la existencia de límites absolutos (Georgescu-Roegen, 1971). Según Kerschner (2012), la primera línea de razonamiento es la dominante en la teoría económica, donde el pico, independientemente al momento de ocurrencia, no tendría efectos excepcionales sobre las economías del mundo.

En lo referente a la sostenibilidad del nivel de producción actual, Feygin

⁵Este indica que las reservas técnicas vienen reduciéndose desde 1980.

⁶Establece que cualquier proceso de transformación de la energía da como resultado una pérdida irrecuperable de la energía.

(2002) demostró que el ratio reservas/producción (r/p) solo puede mantenerse si el nivel de reposición, en términos de barriles, es superior a 1. Es decir, la cantidad de petróleo descubierto es superior a la cantidad de petróleo consumida. En caso contrario, se reducirán las reservas, seguidas de un descenso proporcionalmente mayor en el volumen de producción.

Las tendencias futuras de la exploración, según Daly (2013), estarán fuertemente determinadas por la calidad de los recursos, la tecnología y la geopolítica. Según el WEO 2008, la mayor parte de las inversiones futuras deberán destinarse a compensar la pérdida de la capacidad productiva de los campos actualmente en explotación, lo que imprime cierta preocupación por la capacidad de estos yacimientos para complacer la demanda mundial. Luego del Cenit, el ritmo al que se reduciría la producción también ha sido ampliamente considerado, estando los márgenes estimados entre -3% y -9% promedio anual (EIA, 2015) y observándose en este sentido una relación inversa entre el tamaño de los campos y sus tasas de agotamiento (Marzo, 2013).

Por lo general, los estudios de impactos de choques en el mercado de crudo, han dejado de lado la inclusión explícita de las reservas globales y se han concentrado en efectos macroeconómicos/sociales (Bermejos, 2008; Kilian 2008). Una razón puede ser la dificultad de incorporar las series de reservas a otros tipos de análisis o la ausencia de episodios mundiales de escasez. En tal sentido, el impacto del estado de las reservas mundiales, ha sido estudiado más formalmente en modelos de oferta que tienden a concentrarse en el análisis del efecto en la producción, derivado (implícitamente o no) de la evolución del nivel de reservas. Mientras que aquellos modelos y estudios donde se da prioridad a modelizar las reservas, están por lo general, dirigidos a explicar la oferta, sin adentrarse en análisis de impactos financieros (Hubbert, 1956; ASPO, 2008). En el caso de los estudios de efectos macros y sociales, algunos de corte histórico descriptivo (Bermejos, 2008; Guinó y Vila, 2011), coinciden en apuntar que los aumentos de precios inciden negativamente en la actividad económica real y las condiciones socioeconómicas de las personas. Los modelos VAR han sido frecuentemente usado para tal análisis, verificándose el impacto de los precios del petróleo sobre la actividad económica real, recientemente Kilian y Murphy (2013, [40]), incluyen el nivel de inventario en el análisis de choques estructurales. Kilian (2008) identifica, bajo un modelo estructural (que actualizamos en la presente investigación), los choques de oferta y demanda, determinando que los choques de oferta muestran menor persistencia e impacto en los precios en relación a los choques de demanda.

En lo referente a la volatilidad, la literatura empírica se ha centrado en estudiar el alcance de los modelos *GARCH* para la estimación y predicción de la volatilidad, aunque, no ha sido directamente asociada a fluctuaciones en el nivel de reservas. El análisis de las series tiende a mostrar ausencia de normalidad, clústers de volatilidad y colas pesadas (Gutiérrez, 2013). Al intentar explicar la volatilidad, Palazuelos (2008) no encuentra movimientos bruscos en las condiciones de oferta y demanda que explique el incremento de precios y la

volatilidad observada en los primeros años del siglo XXI. Desde las empresas petroleras, se ha estudiado el fenómeno y asociado a una mayor cantidad de agentes en el mercado, que conjuntamente con la presión de la demanda de los países fuera de la OCDE, ha incidido en una mayor volatilidad de los precios (BP, 2015).⁷ En tanto, el debate en la evolución de los precios se fracciona entre los que opinan que las fluctuaciones son el resultado de la incapacidad de los productores de satisfacer la demanda (Bodman, EIA, CEPAL (2006); Kilian y Et. (2013, [39]) y los que confieren este hecho a la especulación (Palazuelos (2008 [59])).

Por el lado del estudio de eventos en el área del petróleo, la literatura es extensa, aunque no se encuentra referencia de estudios de eventos relacionados con el nivel de reservas. En términos globales, los estudios se han dividido entre aquellos que describen eventos históricos y revisan los cambios en precios observados tras su ocurrencia (CEPAL, 2006); y aquellos estudios del mismo enfoque pero más asociados al estudio de eventos, identificados en una fecha específica, y su impacto en las cotizaciones de las empresas. Dentro de este segundo grupo, resaltan los estudios que analizan la influencia de los anuncios de la OPEC para tratar de cuantificar su poder de mercado (Vina y Bo, 2007; Ciro y Minh, 2006; Cyrus, 2007), que en general, tienden a concluir que las decisiones de la OPEC no afectan al mercado de forma tal que se pueda considerar como un monopolio. En el caso específico de Cyrus y Minh (2006 [18]), analizan a posteriori la influencia de los anuncios de la OPEC entre 1983 y 2005, concluyendo que las decisiones tomadas por la OPEC no parecen incidir de forma definitiva en el mercado. Otros tipos de eventos estudiados en la literatura, son los relacionados con noticias negativas de contaminación, donde Colwell y Et. (2006 [17]) encuentran evidencia a favor de rendimientos anormales negativos posterior anuncios de contaminación, aunque no es posible generalizar las conclusiones a todas las empresas y eventos.

2.2. Análisis histórico del mercado global de petróleo

2.2.1. Referentes básicos

El petróleo es un producto básico o commodity, cuyo uso se ha extendido a nivel mundial desde el inicio de su explotación industrial en US hace unos 150 años. Como otros recursos, deber ser extraído y su disponibilidad no es uniforme en todo el mundo, estando presente en yacimientos descubiertos o por descubrir. Lo anterior, crea flujos entre aquellas regiones cuyas reservas le permiten superar las necesidades de su mercado interno y otras que no disponen de dichas reservas. Por tanto, el petróleo representa un elemento estratégico sujeto al contexto de la economía mundial y una diversidad de factores que van desde las condiciones geológicas de las fuentes de reservas para la producción hasta la coyuntura geopolítica global.

⁷BP (2015). *Statistical Review of World Energy*. (p.3)

En lo referente a la evolución histórica del mercado mundial, se puede resumir observando, en la figura 1, los movimientos temporales del precio al contado (Brent⁸ en US\$ por barril) y la producción. Se observa que luego del incremento acelerado de precios asociados con las crisis de los 70's y más de 15 años de tendencia negativa iniciada en la segunda década de los 80's,⁹ los precios retoman una tendencia positiva desde septiembre de 1998, como resultado de la crisis asiática (Smith, 2009). Hasta aquí, las alzas en precios estuvieron básicamente asociadas a condiciones de oferta (CEPAL, 2008. p.23; Bermenjo, 2008. p.23). Un año más tarde, los precios se habían multiplicado por 2.5, llegando a cotizarse por encima de los 30US\$/bl. Los precios, luego se reducen a finales del 2000, aunque luego persiste una tendencia alcista, desde 2004 hasta verano de 2006,¹⁰ que se interrumpe levemente para retomar un rápido crecimiento a partir de enero de 2007 y persiste hasta julio de 2008, donde los precios del barril alcanzan techos históricos superiores a los 140US\$/b, en junio de 2008. Este último episodio ha sido frecuentemente asociado al incremento de la especulación de los mercados (Talley y Meyer, 2008), aunque existen autores que lo ameritan a movimientos de oferta y demanda (Zandvliet (2011, p. 18); Kilian, 2008; Smith (2009, p.7)). Luego, entre agosto de 2008 y el primer semestre de 2009, los precios caen bruscamente en respuesta a las adversidades de la crisis financiera (BCE, 2010), pasando por niveles inferiores a los 50US\$/b, para retomar una nueva etapa de aceleración en el crecimiento que persiste hasta la primavera de 2011. Por último, entre abril de 2011 y el primer semestre de 2014, los precios se mantienen relativamente estables aunque elevados, para luego caer significativamente a niveles cercanos a los 50US\$/b entre el segundo semestre de 2014 y marzo 2015.¹¹

Tal como resalta Palazuelos (2008), el incremento de la volatilidad que se aprecia en el último tramo de la muestra, insinuaría cambios bruscos en los referentes básicos del mercado, no obstante, la evaluación temporal de la oferta, demanda y reservas mundiales no han distado de décadas anteriores.¹² Por el lado de la oferta, el patrón de crecimiento mundial y las condiciones geológicas naturales, han empujado al incremento de la producción con ciertas transiciones en el liderato de la producción mundial,¹³ la nacionalización de las mayores empresas petroleras y la intervención en el mercado de un mayor

⁸Que representa una baja proporción de la producción mundial (Palazuelos, 2008).

⁹Esta tendencia, interrumpida por breves episodios de crecimiento, estuvo fomentada por una fuerte expansión de la oferta unida a un tenue incremento de la demanda.

¹⁰Periodo donde creció rápidamente el número de posiciones en futuros del mercado del petróleo (Haigh, 2007).

¹¹Esta situación de precios despertó nuevamente la alarma mundial, respecto a los límites necesarios para mantener los actuales niveles de producción.

¹²Adicionalmente, Ghinó y Avila (2011, p.12) apuntan a que la elasticidad precio de la oferta y la demanda no es lo suficientemente grande para explicar los cambios en precios.

¹³Según el American Petroleum Institute (API), entre 1811 y 1859, Francia fue el mayor productor mundial de petróleo; entre 1859 y 1973, la producción estuvo liderada por los EE.UU., que fueron sobrepasados después por la antigua URSS y más tarde por Arabia Saudita que actualmente se mantiene como máximo productor mundial.

Figura 1 – Evolución mensual de los precios por barril (Brent US\$/b) y la producción mundial de petróleo (en miles de B/d). (1970-2015)



Fuente: Datos de DataStream

número de agentes. El consumo, por su parte, expone importantes presiones de la demanda, originada en los países emergentes (que han compensado el “estancamiento” de los países desarrollados), y registra un crecimiento medio por encima del registrado en la producción, pese haberse resentido en los contextos de crisis económicas. Esta situación, afecta negativamente los inventarios mundiales (AIE, 2014; Leff, 2014).

En el cuadro 1, se observa que entre 1965 y 2013 la producción diaria promedio pasó de 45.71 a 83.51Mb/d y el consumo de 43.48 a 87.3Mb/d, lo anterior se acompañó de tasas media de crecimientos de 2.18% y 2.33% respectivamente. En general, desde mediados de los 80’s, después de resentirse durante la crisis de los 70’s, el consumo se viene expandiendo a un ritmo superior a la oferta, aunque los países industrializados se ha mantenido estable, con leves descensos (Pascual, 2014). También, se observa que las reservas probadas (ver sección 3.1), cuyo crecimiento se vio mermado en los 80’s, vienen creciendo a un ritmo superior al 1.7% promedio anual (BP, 2014), lo que ha permitido se dupliquen con creces desde 1984. Este crecimiento es considerable, debido a que sucede en un contexto en que la producción viene aumentando. La relación consumo/reservas, se ha incrementado de una media de 30.4 a 44.5 entre 1965-2013, empujado básicamente por el salto en el nivel de reservas observado en los 80’s y en el último tramo de la muestra, asociado a descubrimientos no convencionales y en aguas ultras profundas. Lo anterior, ha reducido de forma significativa el riesgo de suministro en el corto plazo, aunque persisten importantes asimetrías geográficas. Actualmente el ratio r/p es superior a 50 años, lo que indica, según datos de BP, que en el escenario de mantener el nivel de producción y no descubrir nuevas reservas, el mundo tendría petróleo por más de 50 años.

Con el incremento de la producción y demanda mundial de petróleo, se ha

Cuadro 1 – Evolución de la producción, consumo, importaciones y reservas mundiales de petróleo. (promedio decenal, 1965-2013)

Concepto	1965-1974	1975-1984	1985-1994	1995-2004	2005-2013
Promedio anual					
Oferta (producción)	45,716.1	60,247.68	63,510.75	73,956.5	83,511.51
Demanda (consumo)	43,480.6	59,344.33	65,088.47	76,338.71	87,302.64
Importaciones		27,415.61	30,433.88	42,906.23	53,816.33
RP (Miles de millones)	507,264.68	653,572.3	951,809.55	1,096,050.56	1,348,508.04
Tasas media de crecimiento anual					
Oferta (producción)	7.07	-0.06	1.53	1.93	0.77
Demanda (consumo)	6.65	0.77	1.64	1.85	1.07
Importaciones		-6.01	3.99	3.05	1.4
Ratios y reservas					
Importaciones/producción		48.51 %	47.92 %	58.02 %	64.44 %
Reservas/producción	30.4	29.72	41.06	40.6	44.54

Fuente: Datos de British Petroleum y OPEC (Reservas)

verificado un incremento en el volumen de intercambio internacional (importación y exportación) de los países, en relación a la producción total, además de un mayor número de agentes participando en el mercado. En la tabla 1 se observa que el comercio ha cambiado con mayor rapidez que la producción, pasando el ratio importaciones/producción, de un 45.5 % a 65 % entre 1984 y 2013. No obstante, no se verifican saltos, en los referentes básicos del mercado, que expliquen los cambios del nivel de precios observados en periodos como el de 2000-2004, cuando el comercio mundial registró tasas de crecimientos menores a las observadas en los 90's (Bermejo, 2008).

2.2.2. Tendencias geográficas

No evidenciar cambios bruscos en los referentes básicos del mercado, no es concluyente para caracterizar el escenario mundial del petróleo (Palazuelos (2008, p.5)). Desde 1850, cuando se perforaron los primeros pozos, se ha evidenciado un mayor número de productores y de la capacidad de refinería, incentivados por un aumento importante del consumo global, lo que ha permitido un aumento en los flujos internacionales como evidencia de las disparidades entre regiones exportadoras e importadoras. Todo esto, conjuntamente con un aumento en la volatilidad de los precios a partir de 1970, cuando se consolida la Organización de Exportadores de Petróleo (OPEC).¹⁴

En el largo plazo, las grandes zonas de consumo mundial (Norte América, Europa y Asia Pacífico) han visto elevar su dependencia del exterior, mediante un aumento de sus importaciones.¹⁵ Al descomponer el crecimiento de la

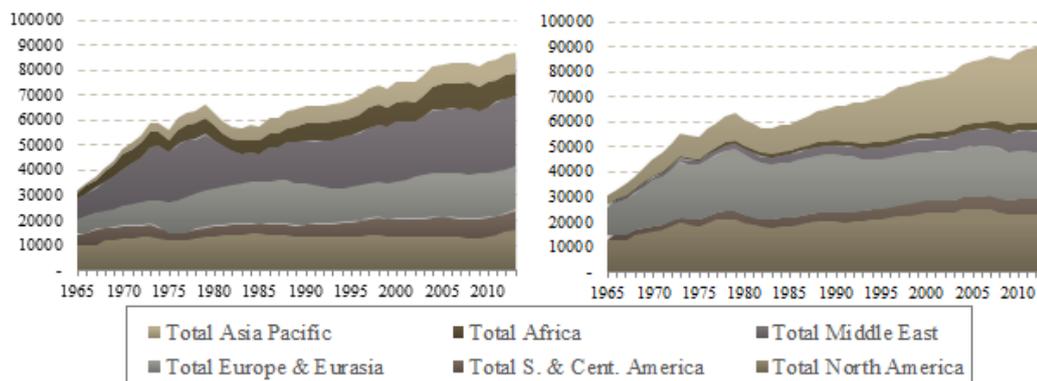
¹⁴En el caso de los países de la OCDE, un actor determinante es la Agencia Internacional de Energía (AEI).

¹⁵Esta es una de las razones por la que el índice de precios de importaciones ha venido creciendo a un ritmo superior al registrado por el de las exportaciones. Según datos de DataStream, a partir de 2003, luego que los índices mostraron una reducción de precios en

producción según área geográficas entre 1965-2013, se observa que Oriente Medio ha aportado el 36.3 % del crecimiento mundial, seguido por Euro Asia y Europa, mientras que Norte América y África aportaron cerca del 12 % cada uno.¹⁶ Los países miembros de la OPEC ganaron importancia, tanto en proporción de producción como en sus aportaciones al crecimiento de la producción. Respecto a grandes productores, los 10 países de mayor producción perdieron participación relativa al pasar de un 74 % al 56.1 % de la producción mundial, aunque la oferta continúa estando fuertemente concentrada, siendo Arabia Saudí (13.3 %), la Federación Rusa (12.4 %) y los Estados Unidos (11.5 %) los tres grandes productores a nivel mundial.¹⁷

En la figura 2, se presenta la evolución temporal del consumo y la producción diaria mundial, según área geográfica. Al 2013, el consumo mundial de petróleo supera los 91Mb/d, lo que significa un incremento de casi tres veces respecto al consumo registrado en 1965. Más de dos tercera parte es destinado al transporte y la industria, aunque la proporción destinada a la industria ha caído desde 1973 (IEA, Key World Energy Statistics, 2014). La descomposición del crecimiento del consumo, apunta a una alta presión por parte de los países emergentes como India o China, que presentan las tasa medias de mayor crecimiento, representando al 2013 el 15.9 % del consumo mundial. Sin embargo, este crecimiento, ha sido en parte, compensado con el estancamiento o lento crecimiento registrado en países como Japón, Corea del Sur o parte de Europa.

Figura 2 – Evolución histórica de la producción (izquierda) y el consumo mundial de petróleo. (Datos en miles B/d, 1965-2013)



Fuente: British Petroleum (2014)

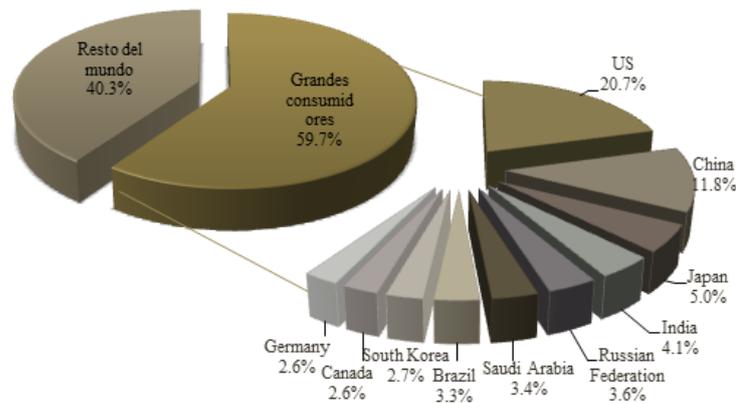
2002, el índice de precio de importación viene creciendo a un ritmo de 0.86 % anual, mientras que las importaciones lo hacen al ritmo de 0.66 %.

¹⁶Oriente Medio pasó de representar el 26.4 % al 32.7 % de la producción mundial, mientras que Norte América cae de 32.4 % a 19.4 % en igual periodo.

¹⁷En el caso de EE.UU., se ha sido recientemente impulsado por el petróleo de formaciones compactas (tight oil) y fuentes no convencionales.

En la figura 3, se observa que al igual que en la producción, existe una alta concentración del consumo global, los 10 grandes consumidores representan el 59.2% del pastel mundial. Estados Unidos es el gran consumidor, con un 20.1% de la cuota global, seguido de China (11.8%) y Japón (5%). Pese a que la mayor parte de las presiones sobre el crecimiento del consumo proviene de los países menos desarrollados, productores y no, es importante resaltar que estos países representan una proporción pequeña del consumo en relación a la cuota por habitantes que absorben los más desarrollados. Los países de mayor crecimiento representan alrededor de una sexta parte de las compras mundiales, mientras que USA, Europa y Japón importan cerca del 50%.

Figura 3 – Porcentaje de consumo mundial de petróleo, según nivel de consumo.
2013



Fuente: Datos de British Petroleum

Al observar las principales regiones exportadoras del mundo, Oriente Medio, aunque ha perdido cuota de mercado, se mantiene como máximo exportador mundial (34.9%), seguido del grupo de países que conformaban la antigua Unión Soviética y de Norte América con 15.5% y 14.2% respectivamente. La capacidad exportadora de dichos países podría verse afectada por el incremento de su demanda interna (Stern, 2006), además que importantes países productores como Arabia Saudí, se ha dado cuenta del potencial económico de actividades como el refinado y la producción de derivados de petróleo, lo que limitaría aún más la disponibilidad de crudo por parte de los países importadores (Banks, 2007). Hasta aquí, se verifica como la evolución asimétrica entre productores y consumidores ha incidido en el incremento de los flujos internacionales y se espera que dichas tendencias persistan en el tiempo, atadas a la coyuntura económica y el comportamiento de los referentes básicos del mercado global de petróleo.

2.2.3. La refinería y los costos de la industria

Las tendencias mundiales de urbanización y desarrollo económico han garantizado el protagonismo de los productos derivados de la refinerías de petróleo en los sectores domésticos e industriales de la economía. Históricamente la capacidad de refinería, que cayó a inicio de los 80's, ha mantenido una tendencia positiva, aunque con menor fuerza a partir de 1980. La tasa media de crecimiento entre 1965 y 1980 fue de 5.7%, la primera mitad de la década de los 80's se redujo a 1.4%, para posteriormente mostrar (hasta 2013) un crecimiento ligeramente superior al 1% (1.01% específicamente). Aunque, se resalta que la expansión en la capacidad instalada ha sido lenta, estando dirigida más a la especialización, que se ha hecho notable pero ha incentivado a que muchas plantas trabajen casi a plena capacidad. Asia Pacífico, Europa & Euroasia y Norte América son las regiones con mayor capacidad de refinería, 33%, 25.2% y 22.5% respectivamente. En términos nacionales, US (18.8%), China (13.3%), y Rusia (6.3%) representan las naciones con mayor porcentaje de la capacidad mundial. Los países asiáticos, africanos y de Medio Oriente, han expandido su capacidad de refino, en el caso de los países productores, con el objetivo de obtener productos exportables con mayor valor añadido.

Pese a este empuje, existe cierto consenso en la literatura al indicar este sector como un sector en crisis (Koppelear, 2005; Palazuelos, 2008; Pacheco, 2010). Bernstein (2010), apunta a un desplome en los activos de refinación; Ruhl (2014), indica que el refino se encuentra entre “el exceso de capacidad y la disminución en el crecimiento de la producción sumado a importantes disparidades regionales”. En lo referente a márgenes de refinería, se redujeron durante los 90's al momento que las grandes empresas presionaban por mejores beneficios a corto plazo, lo que redujo la inversión en exploración y se concentró en la modernización de las plantas existentes (OPEC, 2007; Palazuelos, 2008).

En el caso de los costos de capital, determinante fundamental en las decisiones de exploración, se han incrementado 2.3 veces desde el año 2000 (IHS CERA, 2015). Los costos, crecieron de manera relativamente estable los primeros 4 años del presente siglo; luego, se aceleran considerablemente entre 2005 y 2009, debido al rápido aumento de los precios de los equipos y materiales¹⁸ producido entre 2004 y mediados de 2008 (Smith, 2009), para decrecer durante el 2009 y posteriormente volverse a expandir, aunque a menor ritmo al observado en el contexto de la crisis. Es decir, pese haberse reducido en el contexto de la crisis de 2008, ha retomado una tendencia positiva luego de 2010. Ahora bien, estos costos evolucionan de forma muy desigual entre regiones¹⁹ dependiendo

¹⁸Tubos de acero, equipos de perforación, servicios de ingeniería, cemento y similares.

¹⁹La zona con menores costos en el mundo corresponde a Oriente Medio, como Arabia Saudita, con un costo de 27US\$/b, mientras en el otro extremo se encuentra la Antártida, con un costo medio de 75US\$/b (Rystad Energy), y los pozos de aguas profundas, arenas bituminosas. Individualmente, Arabia Saudí contiene pozos con producción de 5US\$/b, en tantos que la producción de Mar del Norte en Reino Unido y Estados Unidos pueden alcan-

del periodo de extracción o fase de producción en que se encuentre el pozo y las condiciones geológicas de los yacimientos, teniendo especial incidencia en la rentabilidad de los proyectos petroleros. Esta condición, hace que las diferencias en costos lleguen a ser significativas entre regiones y a lo interno de los países (Chevalier, 2004; Palazuelos, 2008).

En lo referente a las mejoras tecnológicas, han permitido acelerar el ritmo de extracción más que a mejorar el retorno neto de energía. Los campos de extracción, sólo tienen una tasa promedio de recuperación de cerca del 35 % (Leggett, 2006, p. 67), al tiempo que se incrementa la dependencia a yacimientos más pequeños y costosos; además, se advierte de la escasez de personal cualificado y de un incremento en los requerimientos técnicos de los nuevos yacimientos. La caída en los precios, conjuntamente con el incremento de los costos, ha incentivado nuevas estructuras en la dinámica de las empresas que buscan rendimientos a escala a partir de fusiones que resultan más económicas que el desarrollo de nuevos yacimientos. Por ejemplo, tras la caída de los precios de 1998, se produjeron importantes adquisiciones de la mano de BP, Exxon y Total (Bloomberg, 2008).

2.2.4. Matriz energética

Otro elemento importante para el análisis del mercado de crudo, es la matriz energética mundial. Actualmente, el suministro de energía está compuesto en más del 80 % por combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). Según el Banco Mundial (figura 4), la proporción de energía procedente de combustibles fósiles, se ha reducido desde 1960, al pasar del 94.13 % al 81.23 %, sustentado básicamente por una menor dependencia en el caso de los países desarrollados y pertenecientes a la OCDE, contrario a los menos desarrollados, que han pasado a tener una mayor dependencia. En este periodo y pese al impulso en el uso de fuentes limpias de energía,²⁰ luego del “gran” salto evidenciado durante los 80’s, la transición se ha estancado, retrocediendo inclusive luego del 2000, donde se observa un aumento de la proporción de energía fósil utilizada por la humanidad.

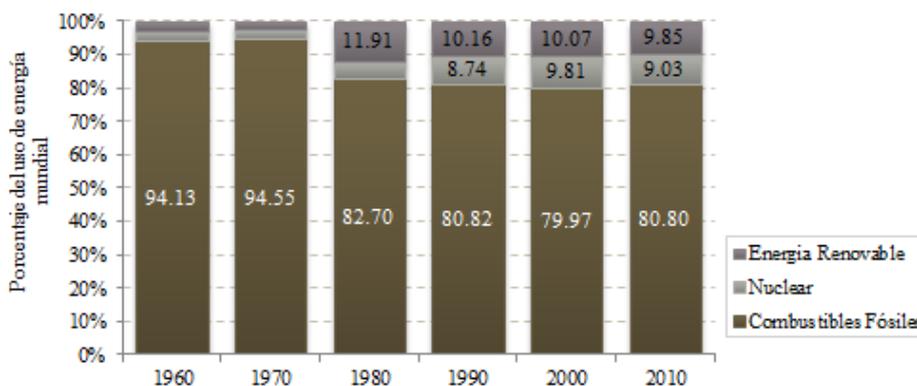
En general, la transición hacia nuevas fuentes no parece representar una esperanza en el corto plazo, ante la eventual caída de las reservas. Según Zandvliet (2011), completar la transición necesitaría entre 30-40 años,²¹ además, parece existir cierto estancamiento. Aunque en SENER estiman una reducción de costos y aumento del consumo de energía renovable hacia 2030. La perte-

zar costos de 50 a 60 5US\$/b respectivamente (Martin, 2015). Según Bloomberg (2015) la reciente caída incidió en la mayor desactivación de pozos desde 2009, mientras que el Scotia Bank recientemente estableció un precio de equilibrio de 60 a 61US\$/b.

²⁰Promovido básicamente por factores como la soberanía de abastecimiento nacional, alta volatilidad de los precios de combustibles, efectos de cambio climático y la caída de costos como resultado del avance tecnológico. (Tomado de la Secretaria de Energía de México)

²¹Estas estimaciones difieren entre autores, según Salameh (2001) no serían menos de dos décadas.

Figura 4 – Evolución histórica del porcentaje de consumo mundial de energía, según tipo de energía. (Datos decenales, 1960-2010)



Fuente: Datos del Banco Mundial

nencia (dependencia estructural) energética del petróleo cuestiona aún más la transición hacia otras fuentes de energía. Es decir, existen limitaciones técnicas que restringen la expansión de energía renovable, por ejemplo, el transporte está fuertemente sustentado en combustibles fósiles.

2.3. Reservas probadas mundiales y picos de producción

2.3.1. Evolución, distribución y divergencias contables

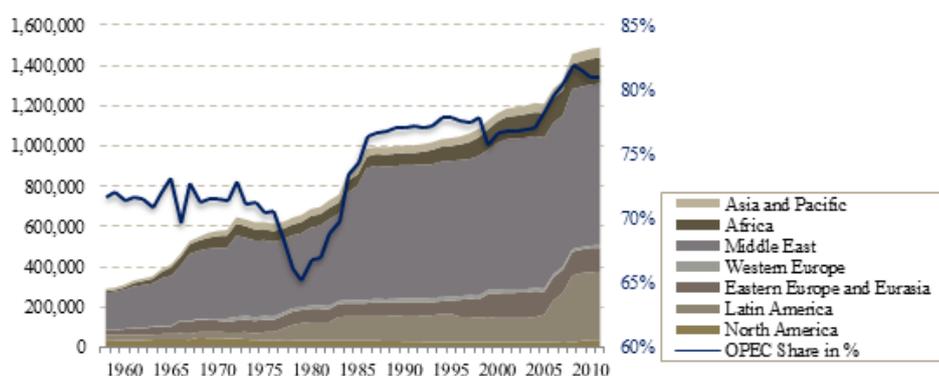
En la medida en que se agotan los nuevos descubrimientos, las reservas mundiales irán ganando protagonismo en el mercado de crudo, aunque ya anteriormente, Deffeyes (2010) estimó que el 60 % de la producción entre 1989-2002 se hizo a costa de las reservas. Según la OPEC, las reservas mundiales de petróleo han pasado de 291,167 millones de barriles en 1960 a 1,489,862 millones en 2013. Lo que significa un crecimiento medio anual de 3.02 %, superior al nivel de producción y consumo. Esto ha permitido el aumento del ratio r/p .

En lo que refiere a la distribución de las reservas, los procesos de nacionalización incidieron en que la mayor parte pasasen a manos de empresas públicas que actualmente manejan más del 80 % de las reservas mundiales.²² Tal como

²²En un referente histórico, luego de la Segunda Guerra Mundial, la organización de muchos países produjo el desarrollo de empresas públicas de dimensiones, como es el caso de Saudi-Aranco de Arabia Saudí, PDVSA de Venezuela, NIOC de Irán, entre otras de algunos de los principales productores de petróleo. En términos de empresas privadas, se observa una importante concentración entre empresas Europeas y de los Estados Unidos, del primer grupo se destacan BP, Total, Shell y REPSOL en tanto que en EE.UU. se encuentran algunas de las gigantes a nivel mundial como EXXON-Móvil y Chevron-Texaco. Con el proceso de nacionalización del petróleo de Medio Oriente, estas empresas han venido perdiendo participación, pese a la compensación de Mar del Norte, en el porcentaje de reservas mundiales de petróleo. Actualmente manejan menos del 20 % de las reservas mundiales, lo que ha significado un cambio importante en la industria petrolera. Del lado del consumo, las

muestra la figura 5, donde se puede observar la evolución histórica de las reservas mundiales, a partir de los 80's la proporción de las reservas mundiales perteneciente a los países miembros de la OPEC se ha incrementado. Actualmente, más del 80 % de las reservas mundiales corresponden a sus 11 países miembros, aunque presentan una (relativamente) baja capacidad para explotarlas (Smith, 2009. p.153).²³ África, el Oeste de Europa y Latinoamérica han sido las regiones que han experimentado mayor crecimiento anual promedio de sus reservas. Actualmente el 54 % de las reservas mundiales se encuentran en Oriente Medio, seguido por Latinoamérica donde se encuentra el 22.7 % (impulsados por las reservas de Betún recientemente registrada en Venezuela).

Figura 5 – Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo, por región geográfica. (1960-2013)



Fuente: Datos de OPEC

Pese al incremento de las reservas, los descubrimientos mundiales alcanzaron su pico durante los 60's (ASPO, 2008), en lo adelante los grandes saltos en el nivel de RP, como los observado a mediados de los 80's, corresponden a los "incrementos" registrados en el nivel de reservas de la OPEC (cuestionados por su veracidad) y la declaración de reservas probadas de yacimientos descubiertos anteriormente. Según datos de BP, entre 1982 y 1988 las reservas aumentaron súbitamente de 467.39 a 760.48 miles de millones de barriles (mmb). Esto, inició un debate respecto a la fiscalización del volumen de reservas debido a su uso estratégico. Por el lado de las declaraciones mundiales de RP, en términos globales, no se ha hecho intento de verificar los datos ni concretar las discrepancias conceptuales (CEPAL, 2004; Koppelaar, 2005; Campbell, 2007; McGlade, 2010; Laherrere, 2011; Zandvliet, 2011; Marzo, 2011). Algunos de estos autores, han expuesto los problemas contables de las reservas probadas así como las divergencias entre las bases públicas y las bases técnicas (no disponibles

grandes refinerías, empresas de producción eléctrica y las aerolíneas representan las grandes consumidoras.

²³Los productores de OPEC tienen capacidad de extraer 1.5 % de sus reservas anuales, en tanto que los No-OPEC 5.6 %. Además, la inversión de la OPEC es sensiblemente inferior al de las 5 primeras compañías.

al público y de gran costo), donde según Laherrère (2007 y 2013), existen discrepancias importantes en el comportamiento de las tendencias de las reservas probadas y las reservas técnicas, que muestran una tendencia negativa desde los 80's. En la tabla anexa número 4, se presenta el nivel de reservas a partir de distintas fuentes.

2.3.2. Exploración y nuevos yacimientos

Todo recurso está expuesto a un agotamiento, determinado por la cantidad de reservas y el ritmo de consumo. Aunque las condiciones naturales del petróleo añaden una limitación adicional derivada del ritmo de extracción (Bermejo, 2008. p.65).

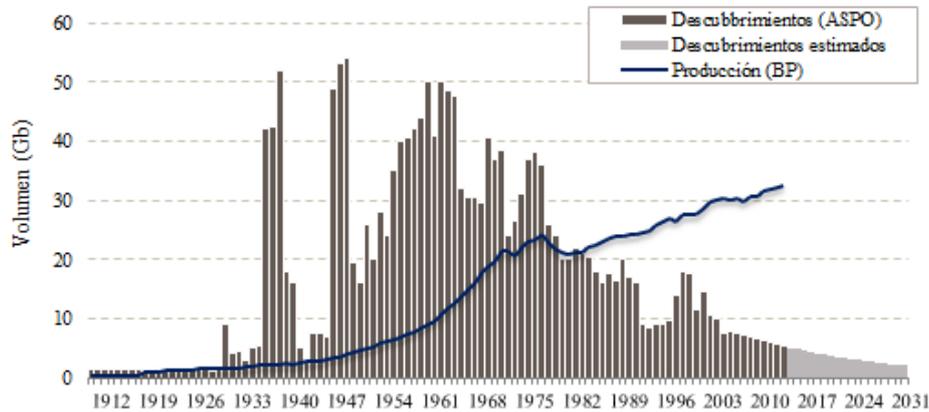
En lo que respecta a la exploración mundial, según Laherrere (2013), se han dado distintos episodios o ciclos: el primero se extiende desde el primer descubrimiento hasta la primera guerra mundial, en esta primera fase las exploraciones fueron básicamente de superficie, aquí la curva de descubrimientos alcanza su pico con descubrimientos tan importantes como los del Golfo Pérsico; un segundo ciclo se inicia luego de 1945, referido a exploraciones utilizando curvas sísmicas; y por último, un tercer ciclo referido a la búsqueda de aguas profundas cuyos aportes se han incrementado en los últimos 25 años, siendo entre un 30-50 % de los descubrimientos actuales (Michael Daly, 2013).²⁴ A estas fases se podría añadir la reciente tendencia de exploración de fuentes no convencionales. En estas fases y especialmente en las últimas décadas, la tecnología ha jugado un papel importante en tres sentidos: mejoras en el factor de recuperación, incorporación de reservas de fuentes no tradicionales y en la capacidad de exploración como tal. En lo referente a qué cantidad del mundo está pendiente por explorar, existen ideas encontradas entre quienes se muestran optimista (Cabra, 2015) y los pesimista como Aleklett y Campbell quienes resaltan que el mundo ha sido explorado exhaustivamente.

Como se observa en la figura 6, hasta los 80's la cantidad descubierta de petróleo era hasta 6 veces superior a los niveles de producción, sin embargo, desde 1986 la situación ha cambiado considerablemente, consumiéndose una cantidad mayor a la descubierta; en la última década, se consume entre 4-6 barriles por cada barril descubierta (Deffeyes, 2001 y 2005; Simmons, 2005). Además, el techo de descubrimientos se alcanzó en la década de los 60's, mientras que hoy en día, solo se registran una cuarta parte de los descubrimientos obtenidos anteriormente. Es decir, que desde los grandes descubrimientos de los 60's, los nuevos hallazgos han decrecido significativamente. Con un consumo anual que supera los 31 mil millones de barriles, las más grandes reservas descubiertas recientemente, se quedan cortas ante tal nivel de consumo (ASPO, 2010). Además, estos descubrimientos se enfrentan a condiciones físicas adversas (Pacheco, (2010, p.17); ASPO, 2012), por lo que, su desarrollo to-

²⁴Las tendencias actuales en términos de exploración es la búsqueda en aguas profundas, la conquista del hielo ártico.

mará tiempo y estará sujeto a las condiciones del precio, cuya volatilidad se ha incrementado.²⁵

Figura 6 – Evolución histórica de los descubrimientos y la producción mundial de petróleo convencional. (1912-2030)



Fuente: Descubrimientos de ASPO y producción de BP

En lo que respecta a las fases de exploración y nuevos yacimientos, históricamente los precios han sido el principal incentivo para la inversión en exploración y el desarrollo de nuevos proyectos. Durante los 90's, donde la mayor parte de la inversión se destinó a mejoras tecnológicas y de la capacidad instalada, la disminución en la inversión estuvo relacionada con los bajos precios medios, mientras que cuestiones coyunturales incidieron en el desarrollo de un tipo de gestión más enfocada en el corto plazo. Por un lado, en los países exportadores, muchas de las empresas estatales optaron por un incremento de los ingresos, incentivado por un aumento de las exportaciones, antes de expandir las búsquedas (Palazuelos (2008, p.7); y de otro lado, las empresas privadas se embarcaron en un proceso de gestión concentradas en la evolución de las cotizaciones (Osmundsen et al, 2007).

En general, se espera que la exploración mundial se expanda a zonas vírgenes como el hielo Ártico (representando un inminente peligro ecológico), se realice una re-exploración terrestre y de aguas pocas profunda, usando nueva tecnología y se continúen explorando aguas ultras profundas. Lo que significará un traslado en la frontera inexplorada y un uso más intensivo de tecnología. En lo que respecta a los nuevos descubrimientos, aparte de la reducción en el volumen descubierto, solo 1/3 (aproximadamente) corresponde a petróleo convencional, ganando participación el llamado no tradicional, aunque los nuevos descubiertos continuarían siendo insuficientes de mantenerse las tendencias actuales.²⁶

²⁵Según Ausick (2015) la mayoría de los grandes proyectos de exploración, como los de arenas marinas, están sujetos a precios superiores a los 90US\$/b (Ausick, 2015).

²⁶Por cada barril producido, para mantener constante el ratio r/p, al ritmo de crecimiento

2.3.3. Techo de producción: evidencia empírica

El petróleo es quizás el mercado más global que existe, estando los acontecimientos geopolítico tradicionalmente asociados a cambios importantes en su precio (CEPAL, 2004). Desde el canal de Sued, pasando por el embargo de los 70's y la caída de la cortina de hierro en 1991, se tienen claros ejemplos de lo vulnerable que es el mercado a hechos geopolíticos. De este último episodio, se extraen dos claros ejemplos del impacto económico del desabastecimiento de petróleo: Cuba, quien ve reducir considerablemente sus importaciones subvencionadas, viéndose obligada ajustarse a un proceso de adaptación con medidas drásticas; y Corea del Norte donde murieron entre 0.5 y 1 millón de personas (Kerschner, 2012).²⁷

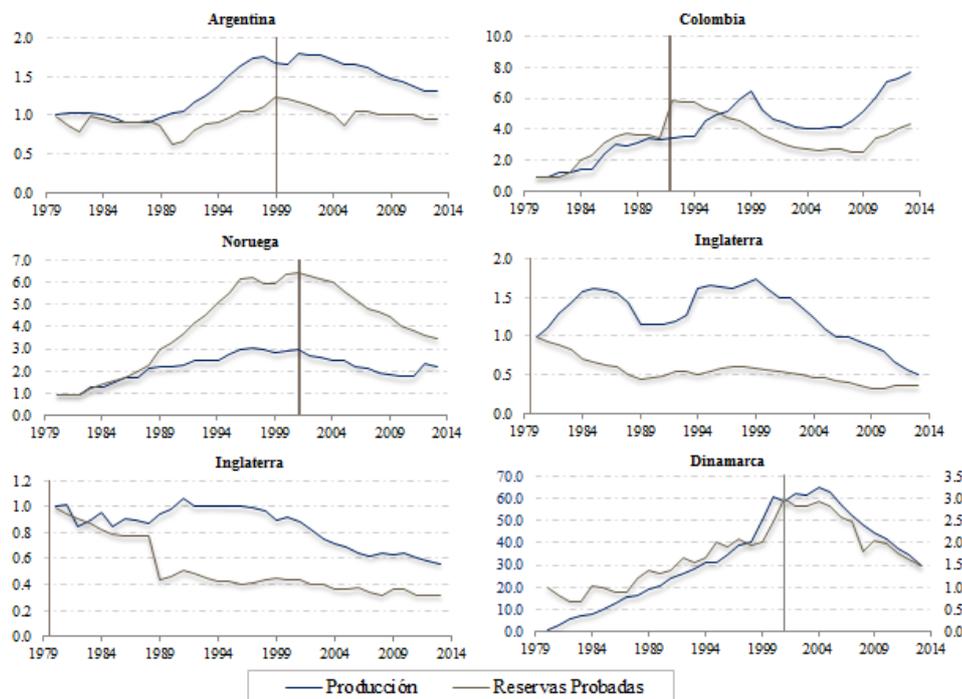
El 73.5% de los países productores, presentados por BP, registran un nivel de producción inferior al pico. Sin embargo, no se pueden generalizar los casos particulares, pues existen países como USA que recientemente han revertido su tendencia gracias al petróleo no convencional como el fracking, que ha impulsado su producción diaria a máximos de 32 años (Holmes, 2015 [36]), y otros como Venezuela o Arabia Saudí, que han alcanzado picos de producción pero sus reservas le permitirían expandir aún más su oferta. Lo que si se puede argumentar es que el efecto más directo que se puede observar en aquellos lugares donde las reservas han alcanzado un techo histórico, es una "posterior" caída de la producción, aunque con diferentes niveles de retardos. Lo anterior, se puede apreciar en la figura 7, donde se evidencia cierta asociación entre el stock de reservas y la producción. En el mismo, se muestra el índice de evolución de la producción y las reservas para seis países elegidos arbitrariamente. En tanto, la fase de agotamiento de la producción parece depender del ritmo de descubrimientos previos al cenit de reservas y el porcentaje de reservas explotadas al momento del pico. Países como Colombia e Inglaterra han, inclusive, incrementado su producción post cenit del stock de reservas, no obstante, posteriormente se enfrentan a una tasa de declive más elevada. En el caso argentino, se ha mantenido el nivel de reservas, lo que se traduce en una tasa de declive menos pronunciadas y rechaza la forma simétrica asumida por la mayoría de los modelos de oferta.

En el caso español, el petróleo genera clara complicaciones; un estudio vasco, estima que los costes del petróleo impactarían en una contracción del producto del -1% y 0-9% en el empleo. Fernández y Et. analizan el impacto de los choques de precios sobre el empleo y sectores productivo de la economía española, encontrando efectos importantes que tienden a ser mayores en sectores como el de la industria, la construcción y la agricultura (Fernández y et. (2013, p.98)). Guinó (2014) también analiza, a partir de un VAR, el impacto

del consumo de 2013, era necesario descubrir 1.34 barriles de petróleo (Calculo propio usando la metodología de Feygin, 2002).

²⁷Ya en el siglo 21 se han registrado interrupciones exportadoras, la primera y de mayor persistencia se correspondió con protestas administrativas en Venezuela, otra se correspondió a conflicto étnicos en Nigeria.

Figura 7 – Evolución histórica del índice de producción y de las reservas (post cenit), por países seleccionados. (1980=1; 1980-2013)



Fuente: BP

de los precios sobre la economía, encontrando evidencia a favor de impactos negativos, como el aumento de precios, asociados a choques de precios.

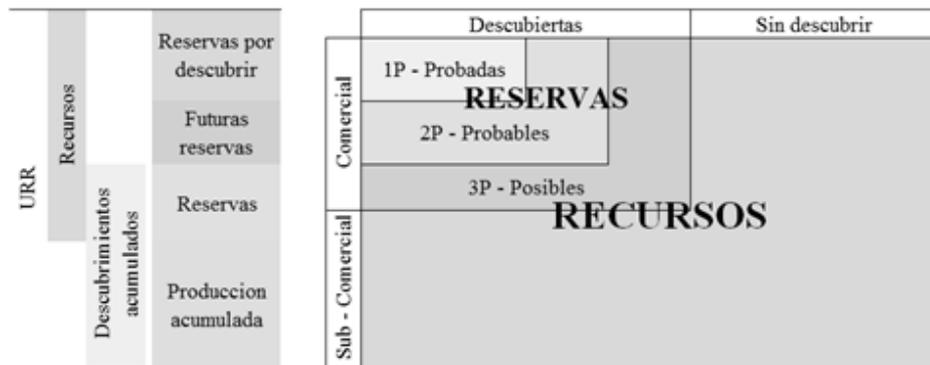
En general, dadas las condiciones actuales del mercado, las posibles implicaciones del agotamiento dependerá de una gran cantidad de factores, siendo clave la transición hacia nuevas fuentes y la tecnología, así como el ritmo de agotamiento del crudo. En términos económicos, aunque no se estudien en el documento, la serie de precios del petróleo están muy relacionadas con los precios de alimentos (DataStream, 2015) y recesiones de la economía. Por el lado de los países productores, se afectarían severamente sus cuentas fiscales, por medio de una reducción importante de sus ingresos. En términos políticos, dadas las divergencias actuales entre productores/reservas/consumidores sería natural que surjan tensiones económicas. En lo adelante, el documento intenta verificar posibles consecuencias financieras ante posibles escenarios atados al stock mundial de reservas.

3. Aspectos Metodológicos

3.1. Conceptos básicos

Una clara definición de los conceptos, es imprescindible para entender los planteamientos desarrollados. La caja de McKelvey, presentada en el esquema 1, permite la clasificación de los recursos, según estén o no descubiertos y su factibilidad comercial. En esta clasificación, los recursos totales se entienden por la cantidad de petróleo existente en la tierra, descubierto o no e independientemente a su rentabilidad comercial. Las reservas, se pueden clasificar considerando el grado de certeza sobre su existencia y su factibilidad comercial. En el documento, nos centramos en las reservas descubiertas y con factibilidad comercial dadas las condiciones actuales del mercado, es decir, consideradas económicamente viables. Bajo esta premisa, la literatura apunta a tres conceptos tradicionales: (1) el de reservas probadas (RP, o reservas 1P), que son reservas con altas probabilidades de ser explotadas; (2) el de reservas probables (2P = probadas + probables) y (3) el de reservas posibles (3P = probadas + probables + posibles), que son reservas de menor categoría.²⁸ Más formalmente, entendemos las RP como una magnitud contable que muestra las reservas de hidrocarburos que posee un país o empresa petrolera, cuya extracción es económicamente rentable y sobre las cuales se dispone un plan de desarrollo y extracción con un contrato de venta incluido (García, 2015). Por último, la URR, es la cantidad máxima de recursos recuperables.

Esquema 1 - La caja de McKelvey para clasificar los recursos



Fuente: Tomado de [49] McGlade (2010)

²⁸En ocasiones se utilizan criterios estadísticos para discernir entre las tres definiciones a partir de su probabilidad de ser explotadas, es decir, de la probabilidad de que su extracción resulte provechosa. A menudo, se consideran equivalentes a las definiciones probabilísticas asociadas a los percentiles P90, P50 y P10 respectivamente, estos expresan el porcentaje de probabilidad de recuperación de petróleo (Marzo, 2011).

3.2. Picos de producción y demanda de reservas

En lo adelante, el documento intenta estudiar las consecuencias de las previsiones futuras sobre el nivel de reservas. El estudio del pico del petróleo permite analizar la influencia del stock de reservas en la oferta global de crudo.²⁹ En este sentido, se estudian dos propuestas metodológicas: (i) la propuesta por Hubbert (1956 [35]), quien desarrolló matemáticas para estimar la producción futura de petróleo y (ii) la de Foucher (2007 [66]), quien propone un modelo que combina el modelo de Hubbert con el modelo de choque propuesto por la organización Hubbert telescope.

El modelo de Hubbert (1956) parte de estimar la URR mediante la linealización de Hubbert, que utiliza una gráfica donde se presenta en el eje horizontal, la producción de petróleo acumulada hasta un cierto año (Q_i);³⁰ y en el eje vertical, se registra el cociente de la producción de petróleo de un determinado año y la producción de petróleo acumulada hasta ese año (P/Q). Según Hubbert, la línea se puede extender hasta el cruce con el eje horizontal, siendo este el punto donde la producción anual es cero, lo que representa el límite de la producción mundial. El ratio (P/Q) se obtiene por medio de la ecuación 1.

$$\frac{P(t)}{Q(t)} = \frac{P_i}{Q_i} - Q \left(\frac{P_i}{Q_i} \right) \quad (1)$$

Donde, $P(t)$ representa la producción (barriles por año) durante un año t y $Q(t)$ es la producción acumulada hasta cierto año (barriles), por lo que el ratio, (P/Q) indica la proporción de la producción acumulada que se produce durante cierto año; P_i y Q_i indican respectivamente la producción y la producción acumulada durante el primer año (barriles por año), en tanto que el ratio $P_i/Q_i (=K)$ indica el valor de la recta cuando la línea se cruza con el eje vertical;³¹ y por último, $(P_i/Q_i)/Q_u$ representa la pendiente de la recta,³² siendo Q_u la acumulación de petróleo finalmente recuperable (URR). Se puede transformar la ecuación (1), tomando el cociente $K = P_i/Q_i$ como factor común del lado derecho y multiplicando ambos lados por Q , obteniendo la ecuación (2), que es la representación de la producción asumida por la curva de Hubbert, que toma forma de campana, parecido a una función de densidad.

$$P(t) = Q * \left(\frac{P_i}{Q_i} \right) * \left(1 - \frac{Q}{Q_u} \right) \quad (2)$$

²⁹El mismo, no señala que la producción se agotará, se refiere a la cantidad máxima de producción previa a que esta entre un proceso de declive hasta su agotamiento total (Zandvliet, 2011).

³⁰En el desarrollo se toma la producción mundial acumulada publicada por ASPO en 2004.

³¹Igual a b , en la ecuación de la recta.

³² $Y = a * X + b$ Donde a representa la pendiente de la recta mientras que b indica la intersección con el eje vertical. Siendo $Y = P_i/(Q_i)$, $b = P_i/Q_i$ y $a = (P_i/Q_i)/Q_u$.

Aquí $(1 - \frac{Q}{Q_u})$, es la fracción de la cantidad total de petróleo que se ha dejado de producir, por lo que la capacidad de producir depende linealmente de la cantidad disponible de aceite. La ecuación 2, que arroja una curva simétrica en forma de campana, asume de manera implícita que se ha descubierto todo el petróleo posible (Foucher, 2008), en tal sentido, se utiliza el Modelo de Choque Híbrido (MCH) propuesto por Foucher (2007). El mismo propone una modificación al Modelo de Choque propuesto en el portal Hubberttelescope, que se sustenta en las siguientes ecuaciones:

$$T(t) = (h_b, h_c, h_m, D)(t) \quad (3)$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = T(t) - E(t)R(t) \quad (4)$$

$$P(t) = E(t)R(t) \quad (5)$$

La ecuación 3 modeliza la inclusión instantánea de reservas, la misma depende de tres funciones exponenciales (h) que intentan capturar el desarrollo de los pozos petroleros globales, representado respectivamente por Barbecho, Construcción y Maduración, y los descubrimientos (D) retroactivos.³³ La ecuación 4 modeliza la evolución temporal de las reservas (R_t) en función de la adición instantánea de reservas (T) menos la producción en t (P_t), que es a su vez el resultado del producto entre la cantidad de reservas totales (R_t) y la tasa de extracción (E_t) o función de choque en el momento t, representado en la ecuación 5. La propuesta híbrida de Foucher (2007), lo que sugiere en el caso de las reservas, es una modelización del crecimiento; por el lado de la tasa de extracción, propone un filtro de arranque que permite obtener el valor óptimo de extracción, en vez de un valor constante arbitrariamente elegido. Estos ajustes, le permiten obtener la evolución temporal de la tasa E_t y hacer proyecciones no constante de estas a partir de un modelo de choque híbrido (MCH) entre el modelo de Hubbert y el modelo de choque, mejorando las estimaciones de la tasa de extracción, combinando las ecuaciones 1³⁴ y 5, que resumen ambos modelos y se pueden representar respectivamente como:

$$P(t) = \frac{K * Q(t)}{URR} (Q_T(t) - Q(t)) \quad (6)$$

$$P(t) = E(t)(Q_T(t) - Q(t)) \quad (7)$$

Aquí $Q_T(t)$ y $Q(t)$ representan los descubrimientos y la producción total acumulada. Las ecuaciones anteriores permiten ver más claramente que la

³³Estas funciones modelizan el tiempo medio transcurrido entre un descubrimiento y la explotación del pozo.

³⁴En el caso de Hubbert, se modifican levemente las ecuaciones 1 y 2, llamando K al cociente P_i/Q_i y operando algebraicamente, y en el caso de la ecuación 3 multiplicando y dividiendo por URR.

diferencia entre ambos modelos está en la tasa de extracción, por lo que se propone redefinir $E(t)$ en el MCH, tal como se observa en la ecuación 8, $E(t)$ es ahora una función de la producción acumulada y la adicción de reservas, $K(t)$ deja de ser constante y la función de choque puede evolucionar a partir del comportamiento de $Q_T(t)$ y $Q(t)$.

$$E(t) = \frac{K(t) * Q(t)}{Q_T(t)} \quad (8)$$

Por otra parte, los requerimientos de nuevas reservas, presentados en la sección 4.2, se estudian utilizando la metodología usada por Feygin (2002), este utiliza la tasa de crecimiento de la producción (α) para estimar la demanda de nuevas reservas (i) necesarias para mantener constante el ratio r/p (w). En general, las expresiones analíticas de dichos factores son:

$$W_t = \left(\frac{R_t}{P_t} \right) = \frac{\Delta R_t + R_t - P_t}{P_t + \Delta P_{t+1}} \quad (9)$$

Donde, R_t representa el nivel de reservas en el año t y P_t la producción durante el mismo periodo. Resultando la última expresión de la derecha de expresar el ratio en función de los cambios en el nivel de reserva y producción entre t y $t+1$. Ahora la demanda de reservas (incluyendo nuevo descubrimientos, el crecimiento de los campos conocidos y considerando el crecimiento de la producción) viene determinado por la ecuación (9).³⁵

$$i_t = 1 + \left(\frac{w_t + \alpha_t}{100} \right) \quad (10)$$

3.3. VAR estructural (SVAR)

Una vez estimado los posibles escenarios de la oferta mundial de crudo, tras la evolución prevista del nivel de reservas, se utilizan datos mensuales para estudiar el efecto de choques inesperados en las innovaciones de los referentes básicos del mercado (oferta, demanda, la actividad económica y stock de reservas). Para dicho análisis, se siguió la metodología usada por Kilian (2008), quien propone un modelo del tipo vector autoregresivo estructural (SVAR). El mismo, utiliza una matriz $Y_t = f(\Delta prod, iaem, pr)$ cuya representación es:

$$A_0 Y_0 = \alpha + \sum_{i=1}^{q=24} A_i Y_{t-1} + \varepsilon_i \quad (11)$$

Donde ε_i representa las innovaciones estructurales (procesos ruido blanco); $\Delta prod$, representa el cambio porcentual de la producción; $iaem$, es un índice de actividad económica mundial desarrollado por el autor en base a los fletes

³⁵Una deducción más detallada se ofrece en el artículo original, ver: (1) Feygin, M. (2002). Correlation Between Oil Production and Reserves Discovery. Natural Resources Research, Vol. 11, No. 2, June 2002. (p. 121-124).

del transporte, con el objetivo explícito de capturar los cambios en la demanda de materias primas industriales mundiales y la actividad económica real; por último, pr representa el precio real³⁶ del petróleo (Estas dos últimas variables expresadas en logaritmos). Aquí, un shock inesperado en una variable (y), en la forma de un valor no nulo de la innovación estructural ε_y , afecta directamente a la misma variable (y) conjuntamente a las demás variables (x) del sistema, a partir de su parencia como variables explicativas en las demás ecuaciones. Además, este efecto persiste en el tiempo dado la parencia de valores retardados como variables explicativas ([53] Novales, (2014, p.3)).

Al modelo original propuesto por Kilian, (donde se distinguen tres choques: el primero referido a la disponibilidad física de petróleo (choques de oferta); otro relacionando con la actividad económica general (choque de la demanda agregada) y choques relacionados con la demanda de precaución que surge a partir de las incertidumbre sobre el déficit) se agrega la serie mensual del stock de reservas en inventario de los Estados Unidos, para intentar capturar el efecto de choques en el mercado relacionados al nivel de inventario. En esta sección, se utilizaron las rutinas de Matlab usadas originalmente por Kilian, disponibles en AEA.³⁷

3.4. Modelo de volatilidad

El análisis de impacto, en términos de volatilidades, se realiza modelizando distintas series de volatilidades condicionales bajo un enfoque GARCH, con el objetivo de ver la incidencia de caídas en las reservas en la volatilidad del mercado. La metodología usada es la misma implementada por Blanco (2000, [8]), quien compara los parámetros del modelo de volatilidad en dos ventanas de tiempo construidas alrededor de un punto de referencia. En este documento, dichos puntos corresponden a choques específico de la oferta asociados a condiciones y anuncios de recortes de la producción de la OPEC (que históricamente generan presiones alcista sobre el precio ([68] CEPAL, 2005. p.25)) y no a escasez de reservas directamente, dado la escasez de estos eventos en el periodo muestral.

Teóricamente, la volatilidad es una medida de la frecuencia e intensidad de los cambios del precio de un activo y suele definirse a partir de la desviación estándar de dicho cambio en un horizonte temporal específico (Novales, 2013 [54]). Esta medida debe capturar las condiciones empíricas de las series, por lo que, se utilizan diversos métodos y test³⁸ para caracterizar las series del mercado. Una vez, estudiadas las series, se utiliza la familia de modelos GARCH³⁹

³⁶Según Kilian and Lee (2013, p.3. [39]), obtenido deflactando con el IPC de importaciones y adquisición de las refinerías de USA.

³⁷American Economic Review: Vol. 99 No. 3 (June 2009). <https://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/aer.99.3.1053>

³⁸Como funciones de autocorrelación, qq-plot, test Ljung-Box, test de raíz unitaria, test efectos ARCH, de heterocedasticidad condicional, entre otros.

³⁹Propuestos originalmente por Engle (1982). Aunque, por la posible presencia de efectos

(dado que suelen capturar bien las características empíricas observadas en las series financieras, como los agrupamientos de volatilidad o el exceso de curtosis) para modelizar la evolución temporal de la volatilidad. La ecuación 12 representa la forma básica de un GARCH(p,q):

$$y_t = \varepsilon_t h_t \quad (12)$$

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{I=1}^q \alpha_1 y_{t-I}^2 + \sum_{I=1}^p \beta_1 \sigma_{t-1}^2$$

Donde, ε_i representa una secuencia i.i.d. (generalmente con distribución normal o t-student); α_1 representa la sensibilidad de la volatilidad a los cambios en la media y β_1 representa la sensibilidad de la varianza condicional respecto a la varianza condicional del periodo anterior. A partir del modelo básico, se han propuesto una serie de modificaciones, aquí utilizamos dos sumamente utilizadas, suponemos una distribución t en vez de una normal, dado que el qq-plot muestra mejor ajuste, además que permite capturar las condición de cola pesadas observada en la series; y la segunda modificación asumida tiene que ver con el modelo, aquí estimamos un modelo GJR-GARCH propuesto originalmente por Glosten, Jagannathan y Runkle (1993 [30]) y que se presenta en la ecuación 12. Este permite una respuesta asimétrica de la volatilidad dependiendo del tipo de noticia recibida del mercado (Novales, 2013). Lo anterior, se consigue permitiendo a la ecuación de la varianza discriminar entre las innovaciones positivas y las negativas, tal como se muestra en la ecuación 13.

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{I=1}^q \left[\alpha_1 \varepsilon_{t-I}^2 + \lambda_1 1_{(\varepsilon_t \leq 0)}^- \varepsilon_{t-I}^2 \right] + \sum_{I=1}^p \beta_1 \sigma_{t-1}^2 \quad (13)$$

La diferencia de esta ecuación respecto a la ecuación 12, es que incorpora la variable indicador $1_{(\varepsilon_t \leq 0)}$, que toma el valor de 1 en caso de que la innovación retardada de la ecuación de la rentabilidad tome valores negativos (1 sí $\varepsilon_{t-1} < 0$) y cero en los demás casos (0 sí $\varepsilon_{t-1} \geq 0$).⁴⁰ Entonces, el efecto de una innovación pasada negativa es $\alpha_1 + \alpha_1 * 1_{(\varepsilon_t \leq 0)}$; en tanto, que las innovaciones positivas tendrán un efecto α_1 .

3.5. Estudio de eventos

El precio del petróleo, al igual que los demás precios de activos financieros, es sensible a la información contenida en el mercado. La CEPAL⁴¹ resalta que el 13 de enero 2004, un anuncio del gobierno de Estados Unidos de una reducción

asimétricos se han propuesto una serie de mejoras, como la de allerslev (1986) quien propone una modelización GARCH(p,q), distribución t en las innovaciones y captura de efectos asimétricos (Novales, 2014; Zarraga, 2011).

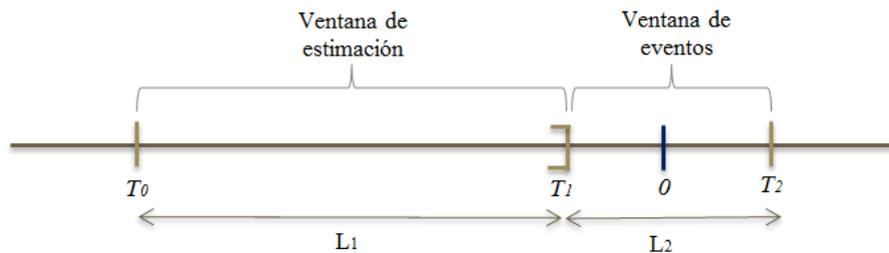
⁴⁰La selección del orden de la serie se hizo a partir del criterio Akaike (AIC), aunque además se realizan ratios de verosimilitud.

⁴¹[68] CEPAL, 2004. *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*. (P. 25).

de las reservas conjuntamente con el incremento de la demanda, produjo un incremento en el precio de 46 a 48 dólares, en tan solo 1 día. En esta dirección, aquí intentamos analizar el impacto de eventos (noticias) relacionadas con el nivel de reservas (reposición, adquisición y de nuevos descubrimientos de reserva), tanto en la evolución del precio como en las cotizaciones individuales de algunas de las principales firmas petroleras, utilizando la metodología de estudio de eventos. El objetivo de dicho análisis es estudiar, en el corto plazo, como los mercados reaccionan ante este tipo de eventos.

En el esquema 2, se resume la secuencia seguida para el desarrollo de la metodología, que se resume en la creación de dos ventanas: (i) una ventana de estimación de longitud $L_1=126$ días (que se contabilizan de forma recursiva, iniciando 5 días antes del día del anuncio), donde se obtiene, a partir de un modelo de mercado estimado por MCO, los coeficientes que permiten estimar los rendimientos (considerados normales), que dado la evolución del mercado se esperan observar en la (ii) ventana de eventos, que es una segunda ventana de longitud $L_2=11$ días (una semana, 5 días de cotización de mercado, previo y posterior al anuncio), construida alrededor del día de ocurrencia del anuncio (día 0). En esta ventana se comparan los rendimientos (siempre logarítmicos) observados con los estimados a partir del modelo de mercado. Los eventos relevantes, deben ser publicados en alguno de los principales medios del mundo petrolero y la fecha de los eventos se toma de la fecha de la publicación más antigua, verificada.

Esquema 2 - Línea de tiempo para un estudio de eventos (MacKinlay 1997)



Fuente: Tomado de [50] MacKinlay (1997)

Usando precios de cotización de las empresas (i) y de los mercados (m) donde cotizan, se estima el modelo estándar de mercado,⁴² expresado en la ecuación 14, para definir las rentabilidades esperadas, consideradas como normales, dado el comportamiento del mercado.

$$R_{it} = \alpha_i + \beta_i * R_{mt} + \varepsilon_{it} \quad (14)$$

Los parámetros β_i y α_i se estiman por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) en la ventana de estimación y miden respectivamente, la rentabilidad

⁴²Brown y Wamer (1985) emplearon distintas modelizaciones obteniendo conclusiones similares.

media del activo i cuando la rentabilidad del mercado asume el valor nulo y la sensibilidad de los retorno de la acción frente a la del mercado, respectivamente; la perturbación ε_{it} suele suponerse sigue una distribución normal i.i.d. (ε_{it} es *i.i.d.* $N(0, \sigma_\varepsilon^2)$); R_{it} , es el rendimiento de las empresas y R_{mt} es el rendimiento del factor del mercado, representado por el índice de mercado. Usando la ecuación (14) se obtienen los rendimientos anormales para cada empresa i , en lo adelante AR (abnormal return),⁴³ comparando los retornos observados en la ventana de eventos con los estimados por el modelo del mercado, tal como define la ecuación 15.

$$AR_{it} = R_{it} - E[R_{it}|X_t] = R_{it} - (\alpha_i + \beta_i * R_{mt}) \quad (15)$$

Donde R_{it} , es el rendimiento observado; $E[R_{it}|X_t]$, es el rendimiento esperado con los datos estimados en la ventana de estimación; y AR_{it} , representa el rendimiento anormal de la empresa i en el momento t . Es decir, que los rendimientos anormales, sería el exceso de rendimiento respecto al que se predice utilizando la información del mercado. En caso de no existir información adicional que pueda ser utilizada para obtener beneficios extraordinario, el valor de AR_{it} debería ser cero.

Para obtener inferencia sobre un evento de interés o sobre diferentes ventanas, es necesario agregar temporal y transversalmente los $AR_{i,t}$. Como se indica en la ecuación (16), al considerar N eventos, se puede obtener la agregación individual a partir del promedio de los AR_{it} obtenido en cada evento, a esta media se llama Retorno Anormal Promedio (AAR^{44}). Esta agregación, permite evaluar la hipótesis nula de que ($H_0 : \mu_{AAR} = 0$) para distintos intervalos dentro de la ventana de evento. Otra agregación útil se obtiene de acumular los $AR_{i,t}$, como se muestra en la ecuación (17) que permite obtener el Retorno Anormal Promedio Acumulado (textitCAAR).⁴⁵

$$AAR_{tx} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N AR_{i,t} \quad (16)$$

$$CAAR(t_1, t_2) = \sum_{t=t_1}^{t_2} AAR_{i,t} \quad (17)$$

A partir de la agrupación de los retornos anormales de los distintos eventos, se realiza inferencia para determinar la significancia estadística de los resultados obtenidos. En tal sentido la gama de pruebas es muy amplia, dividiéndose en dos grupos, que son las paramétricas y no paramétricas y que se diferencian por el supuesto sobre la distribución. Schipper y Smith (1983 [69]) recomiendan el uso de ambas pruebas para evitar resultados sesgados por una observación atípica. En la tabla 2 se resumen todas las pruebas presentadas.

⁴³El retorno normal es aquel esperado en caso de no haber sucedido el evento.

⁴⁴Por las siglas en ingles, Average Abnormal Return.

⁴⁵Por sus siglas en inglés, Cumulative Average Abnormal Return.

Cuadro 2 – Estadísticos t , para los test de significancia de los $CAAR$

Nombre	Estadístico
Pruebas Paramétricas	
prueba Transversal	$t_{CAAR} = \sqrt{N} \frac{CAAR}{S_{CAAR}}$
Pattel (1976)	$z_{Patell} = \frac{1}{\sqrt{N}} \sum_{i=1}^N \frac{CSAR_i}{S_{CSAR_i}}$
Corregida por Asimetría	$t_{skew} = \sqrt{N} \left(S + \frac{1}{3}\gamma S^2 + \frac{1}{27}\gamma^2 S^3 + \frac{1}{6N}\gamma \right)$
Pruebas No Paramétricas	
Test de Rango	$t_{rank} = \sqrt{L_2} \left(\frac{\bar{K}_{T_1, T_2} - 0,5}{S_{\bar{K}}} \right)$
Test de signo	$z_{gsign} = \frac{(w - N\hat{p})}{\sqrt{N\hat{p}(1-\hat{p})}}$

Nota: $H_0 : CAAR = 0$. El detalle sobre los estadísticos en: Muller (2014 [69]).

Fuente: Elaboración propia a partir de diversas fuentes

El primer grupo de pruebas paramétricas⁴⁶ realizan un supuesto sobre la distribución de los AR . El estadístico estandarizado de corte transversal t_{CAAR} fue propuesto por Boehmer, Musumeci y Poulsen (1991 [10]), este corrige la desviación para evitar errores de tipo I, en caso de subestimaciones de varianza. En este, S_{CAAR} es la desviación estándar de las rentabilidades anormales acumuladas a través de la muestra. El segundo estadístico fue propuesto por Patell (1976 [60]), quien sugirió estandarizar las AR_i antes de realizar la inferencia y realiza un ajuste del error dado que las previsiones de la ventana de evento están fuera de la muestra de estimación, éste se distribuye como una t -student, siendo $ASAR_t$ el acumulado de las AR_i estandarizados. El último test paramétrico, ajustado por asimetría, fue propuesto por Hall (1992 [33]), el mismo corrige la prueba t , de la sección transversal, utilizando un parámetro γ ⁴⁷ que calcula la asimetría considerando el tamaño de la muestra.

En el caso de las pruebas no paramétricas, se utilizan el test de rango y el de signo. El primero de estos, propuesto por Corrado (1989) y mejorado por Corrado y Zivney (1992 [15]) quienes proponen una estandarización sujeta a los valores faltantes. En este, L_2 es igual al número de observaciones no faltantes; \bar{K}_{T_1, T_2} es el rango medio de todas las firmas en la ventana de evento, ajustado por el número de días T_2 . Por último, el test de signo, propuesto originalmente por Cowan (1989 [16]), está basado en el signo de las AR_i . Compara la proporción de valores positivos obtenidos en la ventana de estimación con los de la ventana de evento. En este \hat{p} es el número de AR_i que se espera a partir de los resultados de la ventana de estimación y $\varphi_{(i,t)}$ es una variable indicatriz igual a 1 en caso de signo positivo y cero en caso contrario.

⁴⁶Detalles de las formulas mencionadas: eventstudytools.com/significance-tests.

⁴⁷ $\gamma = \frac{N}{(N-2)(N-1)} \sum_{i=1}^N (CAR_i - CAAR)^3 S_{CAAR}^{-3}$, con $S = \frac{CAAR}{S_{CAAR}}$.

4. Descripción de las fuentes de datos

Los datos agregados del mercado, utilizados en la sección de antecedentes históricos, específicamente los apartados 2.2 y 2.3, tales como reservas, oferta y demanda se recogieron de las bases públicas de OPEC, EIA, BP, IHS y J&G, todas con una frecuencia anual (salvo la figura 1 que usa datos mensuales de DataStream) para el periodo 1960-2015. Aunque, dependiendo de la disponibilidad, los datos pueden variar dentro de este intervalo. Algunos datos más actualizados, de los años 2014 y 2015, son tomados de publicaciones y artículos periodísticos dado que no están publicados en las bases oficiales, en tales casos, se indican en el texto las fuentes de donde proceden.

En la sección 5.1, donde se aplica la metodología de Hubbert para analizar los picos, se utilizan la serie de producción mundial publicada por BP para el periodo 1965-2013, para el periodo 1922-1960, también se toman datos de BP, aunque no de sus bases de datos oficiales, sino de Khebab (Octubre, 2005). En el caso de la producción agregada, se toma de boletines de ASPO. En el apartado 5.2, los datos mensuales utilizados en el VAR estructural se conformaron de distintas fuentes: en el caso de la producción mensual y el inventario de USA se obtuvieron de DataStream, los precios se actualizaron desde la página de Killian, de donde también se obtiene el índice de actividad mundial. Los mismos, corresponden a datos mensuales de ene-1973 hasta oct-2014.

La modelización de la volatilidad de la sección 5.3 se basa en series de precios diarias obtenidas de DataStream, correspondientes al periodo 1975-2015, aunque la estimación solo se realiza a partir de 1985 dada la poca fluctuaciones en el precio de contado registrada en la serie antes de este periodo. Por último, los datos utilizados en el estudio de eventos se corresponden a datos diarios de cotizaciones de empresas, tomados también de DataStream, en tanto que las empresas se elijen a partir de una lista de Forbes, donde se destacan las principales petroleras y los anuncios corresponden a publicaciones de Internet de las mismas empresas como de periódicos y revistas especializadas. En el análisis de los datos se utilizó Matlab, Excel y la herramienta en línea de estudio de eventos [69].⁴⁸

5. Resultados

5.1. El agotamiento del petróleo

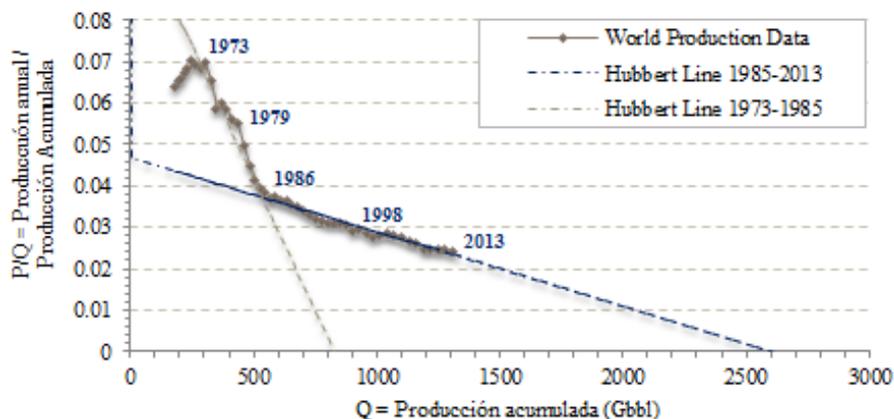
El estudio del agotamiento del petróleo parte, evidentemente, de la estimación de la cantidad de recursos últimamente recuperables (URR). Según la linearización de Hubbert (ecuación 14), estos ascienden a 2,519Gb.⁴⁹ En la fi-

⁴⁸Schimmer, M., Levchenko, A., and Müller, S. (2014). EventStudyTools (Research Apps), St.Gallen. Available on: <http://www.eventstudytools.com>.

⁴⁹Este resultado puede resultar optimista al considerarse las estimaciones de ASPO, no obstante, al cierre de 2011 IHS Energy estimó esta cifra en 2,486Gb y EIA la ha ubicado

gura 8, se observa un desplazamiento de la recta de Hubbert tras 1985, cuando se incrementa sustancialmente la URR como resultado de la expansión en las fronteras de exploración hacia aguas profundas y el petróleo no convencional. Siguiendo el modelo de Hubbert y habiéndose consumido, al 2015, alrededor de 1,374.25Gb de petróleo, se habría consumido en la tierra cerca del 54.56 % del petróleo total existente.

Figura 8 – Linearización de Hubbert para la predicción de los recursos recuperables. (1950-2013)



Fuente: BP y ASPO

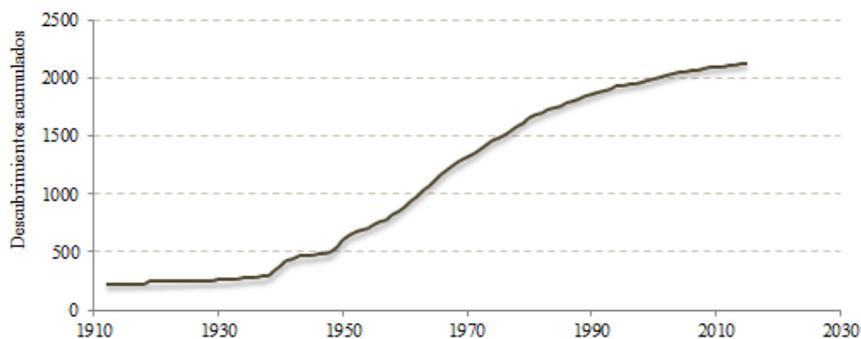
En lo referente a las previsiones sobre nuevos descubrimientos y el crecimiento de las reservas,⁵⁰ aunque existen ideas encontradas, se viene reduciendo el volumen de los yacimientos encontrados y pese a la posible expansión de la frontera de exploración,⁵¹ se siguen afrontando retos como el de la baja eficiencia en el éxito de las perforaciones (Cabra, 2015) y los altos requerimientos técnicos. La corriente ASPO, considera que es difícil se observen nuevas expansiones del URR. Inclusive en los modelos donde se consideran horizontes móviles de explotación en función del precio, el ritmo de nuevos descubrimientos resulta insuficiente para mantener el actual nivel de producción, esta idea queda reflejada en la figura 10, donde se presenta la evolución temporal del nivel acumulado de reservas, observándose un acercamiento al estado estacionario.

Hasta aquí, se ha descrito un escenario de crecimiento de las reservas probadas, pese a la expansión de la demanda y los niveles de producción, aunque

en 2,793Gb, mientras que otras voces menos optimistas estiman esta cifras en unos 2,200Gb (ASPO, 2004). Por otra parte, la diferencia entre ambos modelos se debe a los supuestos implícitos sobre la evolución futura de las reservas: el modelo lineal de Hubbert supone que se han descubierto todos los yacimientos mundiales, en tanto el MCH supone se mantienen constante el nivel de descubrimientos de periodos anteriores. Resaltar que la URR no es una salida del MCH.

⁵⁰Que es uno de los aspectos más difícil de modelar (Foucher, 2007).

⁵¹Gracias al avance tecnológico o el alcance del petróleo no convencional.

Figura 9 – Volumen acumulado de reservas probadas totales. (1912-2013)

Fuente: Datos de OPEC

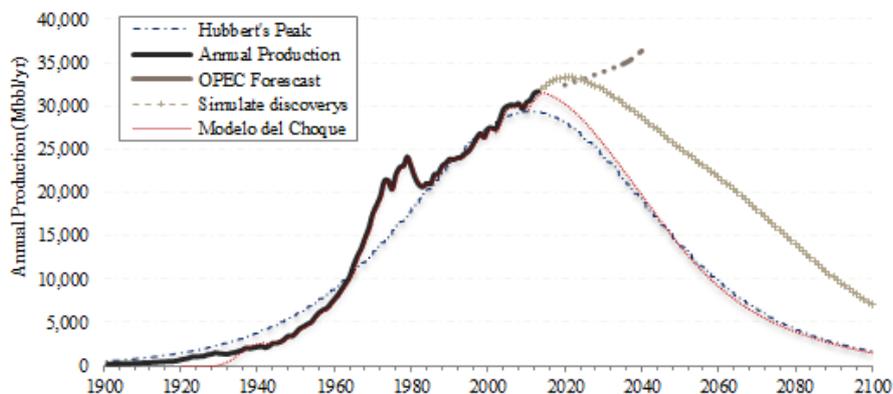
se advierte de un menor volumen de descubrimientos⁵² y una aproximación de las reservas a su estado estacionario. Al incluir este posible escenario en los dos modelos de oferta presentados en la figura 10, se observa que el agotamiento de las reservas incidiría directamente en una caída de la producción que puede superar una tasa media de declive del 3.6 % anual (bastante inferior a la observada en la realidad ([47] Marzo, 2007),⁵³ luego de alcanzar un pico de producción entre 2015 y 2021 dependiendo del modelo considerado. Aunque las estimaciones de OPEC, EIA o CERA estiman un pico más allá del 2025. En la figura, se observa que la curva de Hubbert subestima el aumento de la producción al final de la muestra y no captura las perturbaciones entre 1970-1980, en tanto el modelo de choque se ajusta mejor a la evolución histórica y estima un tasa de declive más pronunciada. El modelo de simulación de reservas realiza las estimaciones suponiendo se mantienen los descubrimientos de las dos últimas décadas, lo que desplaza el pico hasta 2021 pero no impide la posterior caída de la producción.

La evolución histórica de la producción apunta a dos ciclos importantes en los últimos 40 años: un primer ciclo que termina en los 70's (cercano a los embargo de OPEC 1973-1975) y un segundo ciclo supuesto alcanzar su cenit entre 2015 y 2021, según los modelos usados. Este escenario complementa una lenta transición hacia otras fuentes de energía, que no parece aliviar las presiones sobre la demanda de combustibles fósiles, según el WOO (2014, p. 8) al 2040 la oferta mundial de combustibles fósiles se mantendrá cercano al 80 % de la oferta global de energía, en tanto, las fuentes de energía hidroeléctrica

⁵²Autores de ASPO, 2010; Zandvliet, 2011 y Robelius (2007) quien demostró que se ha reducido los descubrimientos de pozos gigantes de la producción mundial. Respecto a la cantidad de pozos, importa resaltar que pese a la gran cantidad de pozo distribuido a lo largo del mundo (más de 70,000 según EIA), no obstante, el 25 % proviene de los 25 pozos más grandes, inmersos ya en un proceso de envejecimiento.

⁵³Las estimaciones sobre la tasa de declive varían mucho dependiendo de la fuente: Bermejo (2008) 4.7 %; Skrebowski (2008) 4 %; Sorrell (2009) 6,7 % y AIE 6,8 %. Aunque, hay un considerable acuerdo entre los expertos, de que la tasa será en torno al 5 % (Nelder, 2008).

Figura 10 – Modelos de oferta e histórico de producción. (1900-2040)



Fuente: Datos de BP y ASPO

y nuclear se estancarían en torno a los niveles actuales; y la energía renovable, pese al crecimiento, representaría solo el 4% de la oferta energética del planeta. Al lado que se esperan precios más elevados, según EIA los precios del petróleo podrían superar los 220US\$/b hacia el 2040 en el escenario de crecimientos altos de precios, aunque Miller (presidente de Gazprom) y M. Simmons (presidente del mayor banco de inversiones en energía de EE.UU.) afirman que el barril enfla los 500\$ (EIA, 2013. p.31). No obstante, dichas estimaciones serán ajustadas dada una reducción prevista en la demanda y la reciente caída observada en 2015.⁵⁴ En el caso de la oferta, su capacidad se encuentra naturalmente limitada, al tiempo que los nuevos descubrimientos resultan insuficientes para compensar el volumen actual de producción, tal como se resalta en la figura 6, además que las difíciles condiciones geológicas de los nuevos yacimientos retrasan el desarrollo de los proyectos.

En resumen, el crecimiento mundial del consumo por encima de la producción continuaría incidiendo negativamente sobre el nivel de inventario y dado el agotamiento de los descubrimientos y la relación entre reservas y producción se generaría una posterior caída en la oferta de crudo. Con la salvedad de que hasta ahora los cortes en suministro han sido compensados con la producción de otras zonas, sin embargo, dada esta imposibilidad, deberían compensarse con la transición energética. Además, el ritmo de declive previsto apunta a un declive abrupto de la producción hacia el 2040, que requeriría suplantar unos 50 millones de barriles al día (Payane, 2015).

⁵⁴Aunque en el corto plazo se espera un incremento en la probabilidad de la caída del precio del crudo, a largo plazo la probabilidad de que el crudo sea inferior a 40US\$ se reduce considerablemente. Contrario a lo sucedido en los márgenes superiores de precio, donde la probabilidad de que el crudo alcance niveles superiores a los 80\$ se incrementa a largo plazo de forma considerable.

5.2. Impacto de choques estructurales

Pese a que los choques del mercado de petróleo han recibido especial atención en la literatura, tradicionalmente se ha omitido el análisis explícito del efecto del stock de reservas, cuyo agotamiento, teóricamente traería consigo una reducción importante de la producción conjuntamente con un incremento de la demanda por motivo de precaución y un aumento de los precios. Lo anterior, pudiera ser el resultado de que no se tiene referencias históricas de lo que significaría un corte global y constante en el suministro,⁵⁵ aunque sin embargo, las consecuencias teóricas de un agotamiento de las reservas si han demostrado efectos adversos en el pasado. Por ejemplo, la caída en la producción (menor a un 10 %) experimentada a finales de los 70's e inicio de los 80's produjo un aumento significativo del precio y su volatilidad.⁵⁶ Lo anterior, adquiere importancia dada la reducida elasticidad de los componentes de oferta y demanda del mercado, que constituye una característica adicional que podría agregar fuerza a los choques (Smith, 2006), y se que se traduce en que sean necesarios grandes cambios en precios para poder ajustar cambios pequeños en las condiciones de oferta y demanda del mercado (Ver tabla 6 anexa⁵⁷).

En la figura 11, se muestra la respuesta de los elementos fundamentales del mercado de petróleo a choques estructurales de oferta, demanda y la actividad económica real. En la sección anterior se evidenció que el agotamiento del stock de reservas incidiría en una caída de la oferta del mercado global, cuyos choques actúan sobre el precio real con cierto retardo y se disipan luego de unos 10 meses, siendo la respuesta del precio real a choques inesperados en la demanda de mayor magnitud y persistencia que la observada en los choques de oferta.⁵⁸ Lo anterior, puede resultar de que por lo general los choques de oferta en la producción de alguna parte del mundo, históricamente han podido ser compensados por la reposición de alguna otra región productora, en caso contrario, posiblemente se sumaria persistencia al efecto. Además, el desabastecimiento del petróleo, afectaría los niveles de reservas, distorsionando las expectativas sobre el suministro futuro de crudo, esto pudiera también incidir en cambios en la demanda por motivos de precaución, que según Kilian (2008), responde mucho a las expectativas sobre el suministro futuro del crudo, donde

⁵⁵Salvo casos locales como el del canal de Sued, Cuba y Corea del Norte.

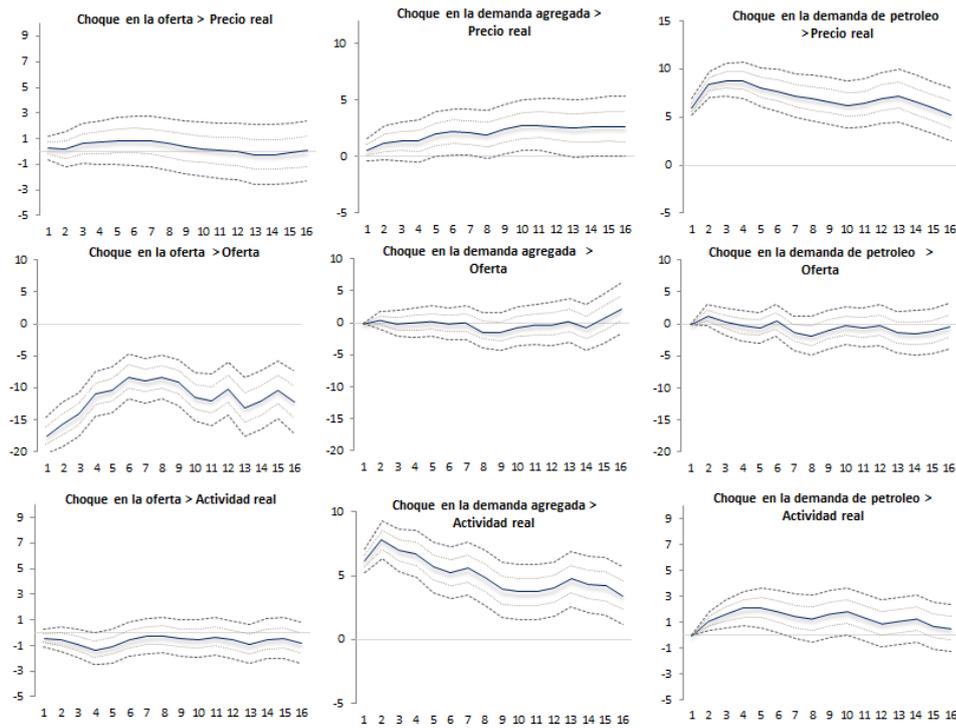
⁵⁶En el periodo de muestra una diversidad importante de hechos que han incidido en la caída en la oferta o suministro de algunas regiones: el embargo árabe de 1973 que produjo un repunte histórico en el precio del petróleo que paso de 3 a 12US\$/b en sólo unos meses y otros con menor incidencia en precios pero que imprimieron mucha incertidumbre en el mercado como la huelga venezolana de 2002; el retraso provocado por el huracán Dennis en la entrega de Thunderhorse y otros fenómenos naturales como Iván en 1988.

⁵⁷Además, se observa que las condiciones de políticas pueden influir en el mercado y un importante efecto ingreso que pudiera explicar parte de los picos u valles del mercado mundial atado a los ciclos económicos, por tanto mayor ritmo de crecimiento en el mundo incidirían en cambios significativos de la demanda.

⁵⁸Además, la descomposición de las fluctuaciones del precio del petróleo encuentran mayor evidencia de impacto por el lado de la demanda (Kilian, 2008)

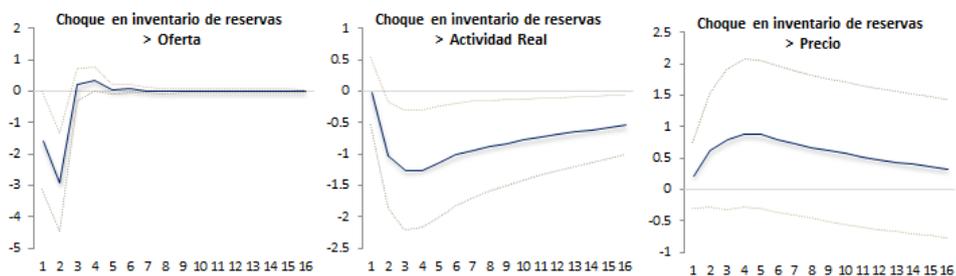
los choques históricos tienden a generar el incremento inmediato y sostenido de los precios.

Figura 11 – Respuesta a un choque estructural equivalente a una desviación estándar. (Datos mensuales, 1973.1-2014.10)



Fuente: Diversas fuentes

Figura 12 – Respuesta a un choque estructural en el inventario de reservas. (Datos mensuales, 1973.1-2014.10)



Fuente: Diversas fuentes

En la figura 12, se muestra el efecto esperado de una sorpresa en la innovación del stock del inventario de reservas de USA (como proxy al nivel mundial de reservas) sobre los elementos observados del mercado.⁵⁹ De izquierda a dere-

⁵⁹Corresponde a un VAR estructural de dos rezagos, seleccionados a partir de los criterios

cha, se observa que estas sorpresas generan un impacto significativo y negativo en la oferta de crudo, aunque se disipa rápidamente, al igual que los choques de oferta, dada la compensación histórica anteriormente mencionada. También se observa un efecto negativo, aunque más persistente en la actividad económica real, que pudiera resultar de contracciones en sectores dependientes del petróleo, como el industrial o el de transporte. Por el lado de los precios, se observa una respuesta persistente y positiva, que crece rápidamente (aunque de forma decreciente y no significativamente alejada del cero) durante los primeros 5 meses, para luego comenzar a decaer lentamente.⁶⁰ Es decir, el efecto sobre los precios empieza a disiparse conjuntamente cuando se disuelve el efecto sobre la oferta, por lo que el efecto del stock de reservas sobre el precio pudiera actual por medio de cortes en la oferta.

5.3. Impacto en volatilidad de caídas en la producción

La volatilidad del mercado de crudo ha experimentado importantes fluctuaciones desde las crisis de los 70's, donde las condiciones geopolíticas marcaron en gran medida su evolución. La figura 13, recoge el comportamiento histórico de la volatilidad del mercado y de una importante firma petrolera, resaltando periodos de inestabilidad. Se observa que ambas series reaccionan a situaciones adversas en forma de un aumento en la volatilidad, presentando la serie de precio mayor sensibilidad. En la década de los 80's, además de factores geopolíticos, las crisis financieras incidieron en una elevada y errática volatilidad del mercado; hasta 1995, se redujo la volatilidad sin dejar de presentar episodios de saltos, como el de 1991; posteriormente, hacia finales de la década (donde el diferencial de precios mensuales comienza a registrar saltos cada vez más bruscos) las condición asiática incidió de forma significativa en el mercado; ya en el siglo XXI, se observa un incremento de la volatilidad desde su inicio, con saltos históricos en torno a la crisis de 2007, cuando las empresas petroleras consideradas presentan también picos históricos en términos de volatilidad.

La figura anterior, no permite identificar tendencias marcadas en volatilidad a partir de eventos puntuales, salvo los picos en volatilidad asociada a los crisis financieras.⁶¹ Por lo que, en la tabla 3 se presenta un análisis más formal en tornos a eventos asociados a cortes en la producción y crisis financiera, a partir de modelos de volatilidad que consideran las características⁶² de las series.

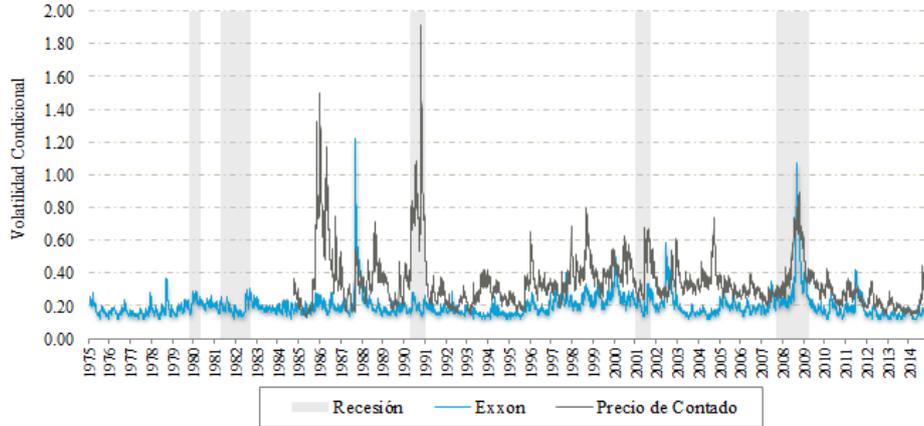
tradicionales de información.

⁶⁰Una nota histórica sobre el uso estratégico de las reservas se han traducido en reducciones del precio (Fabi, 2011).

⁶¹Aunque al realizar un zoom, se observa un aumento en la volatilidad en el contexto de post inicio de crisis como 1991 y 2007, no así a finales de los 90's.

⁶²Las características descriptivas de las series indican que las rentabilidades (logarítmicas) son estacionaria en media (estudiada a partir del test de Dickey-Fuller), aunque con agrupamientos de la volatilidad que apuntan al rechazo de la estacionariedad en volatilidad. Lo anterior, se verifica con la persistente y significativa autocorrelación detectada en el cuadrado de las series por las funciones de autocorrelación y el test de Engle, lo que propone el no rechazar la existencia de efectos ARCH. Los estadísticos descriptivos apuntan a que

Figura 13 – GJR-GARCH: Evolución histórica de la volatilidad condicional. (1975-2015)



Fuente: Datos de DataStream

En términos generales, la reacción del mercado ante episodios de incertidumbre no ha sido estándar, ni entre eventos, ni tampoco entre las series. Por ejemplo, en el contexto de la crisis de 1991 la volatilidad incondicional del mercado se incrementó considerablemente, mientras que la de Exxon inclusive se reduce previo al inicio de la crisis. En términos descriptivos, las series tienden a presentar rangos sustancialmente mayores posterior a eventos de incertidumbre, siendo el resultado robusto a cuando se establecen medidas centradas (Tabla 7, anexos), esto significa que los valores atípicos de las series, no solo se alejan más de la media, sino que aparecen con mayor frecuencia. En el caso de la varianza incondicional de precios, se observa un incremento posterior a eventos de crisis.⁶³ Por último, las características de la distribución apuntan a un incremento de la asimetría (positiva) de las series de cotizaciones de Exxon y un cambio de signo (no siempre en la misma dirección) en el caso del precio de contado; en el caso de la curtosis se observa un incremento, promedio, de su valor en términos absolutos.

En lo referente a las características de la volatilidad condicional de las series, la persistencia, no se ha movido siempre en una misma dirección, por lo que no se pueden establecer movimientos generales que describan el comportamiento

los precios spot y futuros han sido series más volátiles, siendo el resultado robusto al uso de medidas centradas por rangos, lo que indica que los valores de estas series se alejan en mayor magnitud y frecuencia de su media. La serie presentan autocorrelación positiva y asimetría negativa, por lo que valores de la cola izquierda se alejan, en promedio, una mayor cantidad de desviaciones. Los gráficos de probabilidad de distribución indican un mejor ajuste de los datos bajo la t-student frente a la normal mientras que el ratio de verosimilitud y los criterios de selección apoyan la elección del modelo GJR con coeficiente de asimetría estadísticamente significativos y en algunos casos superior al parámetro que recoge el efecto de las perturbaciones positivas.

⁶³aunque ambos puntos no son necesariamente comparables.

Cuadro 3 – GJR-GARCH: Estadísticos del modelo de volatilidad en torno a eventos de crisis, según tipo de serie. (1985-2015)

Parámetro o Contraste	Periodo 1985-2015	Caída 1991		Caída 1999		Crisis 2007	
		Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Cotizaciones de Exxon							
ω -Constante (1e5)	0.3990 (5.109)	1.5059 (0.888)	0.7434 (1.133)	0.5939 (0.575)	0.5658 (0.419)	12.786 (2.096)	2.4626 (1.203)
α -ARCH1	0.0425 (5.659)	0.1045 (1.149)	0.05 (0.815)	0.0118 (0.355)	0.0122 (0.338)	0.0117 (0.026)	0.0221 (0.250)
λ -Apalan.1	0.0491 (4.590)	-0.058 (-0.58)	0 ()	0.0444 (0.784)	0.1035 (1.569)	0.1919 (0.854)	0.2448 (1.684)
β -GARCH1	0.9144 (123.5)	0.8354 (5.406)	0.9000 (11.53)	0.9441 (18.89)	0.9273 (15.68)	0.8125 (19.53)	0.8347 (12.13)
Grados de L.	6.5201 (14.26)	7.1904 (1.986)	10 (1.323)	20.687 (0.605)	12.313 (1.451)	10.913 (1.712)	4.8378 (2.676)
Volatilidad Inc.	0.23	0.2	0.19	0.26	0.33	0.19	0.48
Retardo Medio	11.6946	6.077	10	17.8890	13.7631	5.3333	6.0517
Log. MaxV	24065.01	754.94	752.81	691.79	642.33	762.94	567.63
Pr(T t) (mean(diff) 0)			0.9906		1.000		1.000
Precio de Contado, Brent							
ω -Constante (1e5)	0.1931 (3.367)	2.3688 (1.591)	0.02 (0.021)	33.919 (1.532)	12.316 (1.280)	0.02 (0.059)	0.7965 (0.812)
α -ARCH1	0.0588 (8.868)	0.1241 (1.568)	0.0887 (1.863)	0.2882 (1.490)	0.0401 (0.857)	0.05 (0.588)	0.0085 (0.197)
λ -Apalan.1	0.0223 (2.634)	0.1228 (0.958)	-0.084 (-1.72)	-0.288 (-1.44)	0.1484 (1.041)	0.0308 (1.419)	0.1047 (1.969)
β -GARCH1	0.9299 (191.1)	0.7807 (9.365)	0.9533 (43.30)	0.5022 (1.773)	0.6686 (3.138)	0.9809 (35.71)	0.9476 (30.28)
V - Grados de L.	4.9626 (17.10)	4.6815 (3.098)	3.5865 (5.251)	4.6679 (2.751)	14.559 (0.943)	200 (0.102)	5.0543 (2.437)
Volatilidad Inc.	0.4933	0.42	0.9285	0.49	0.38	0.12	0.9012
Retardo Medio	14.282	4.560	21.4279	2.0091	3.0182	52.5182	19.0894
Log. MaxV	21117.81	673.47	511.01	544.09	595.4	675.05	499.05
Pr(T t) (mean(diff) 0)			1.000		0.000		1.000

Nota: Los valores entre paréntesis corresponden a los estadísticos t de los coeficientes. La volatilidad incondicional del GJR-GARCH es igual a $\sigma_t^2 = Var(r_t) = \frac{\omega}{1-\alpha-0.5\gamma-\beta}$. El retardo mediano es $\frac{1}{1-\beta}$. La persistencia corresponde a la persistencia en volatilidad, coeficiente β GARCH1 del modelo. Pr(T t)(mean(diff) 0), indica la probabilidad de que la serie de volatilidad sea mayor en el contexto post crisis.

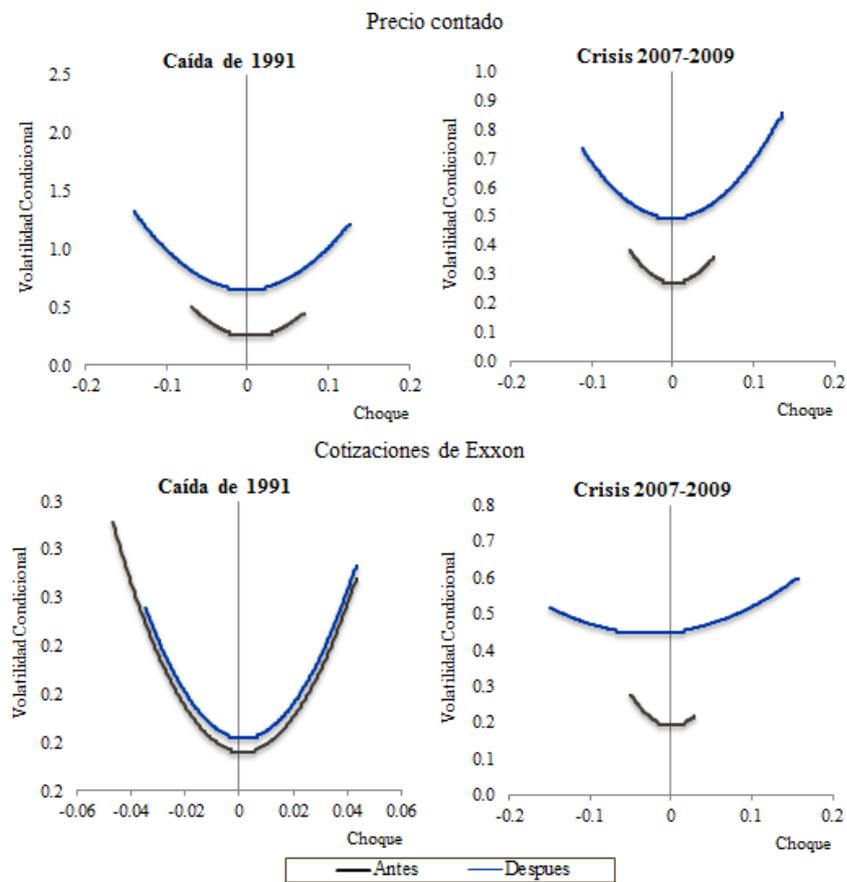
Fuente: Datos de DataStream

de las series de volatilidad en todos los episodios considerados. El coeficiente que acoge el efecto asimétrico, que resulta significativo al 10 %, se incrementa en términos absolutos, posterior a los ajustes de producción anunciados por la OPEC en 1991 y 2007. Además, en términos de persistencia (en el contexto de anuncios de la OPEC), se encuentra evidencia a favor de su aumento, lo que se traduce en mayor retardo medio, es decir los choques en volatilidad tardan más tiempo en desaparecer. En lo que respecta a la volatilidad incondicional, se observa una tendencia a incrementarse en dicho contexto.

La curva de choque (figura 14), estimada a partir del modelo GARCH

asimétrico, indica que en estos contextos, la respuesta de la volatilidad a choques, representados por el valor no nulo de las innovaciones del modelo, es en media superior y tienden alejarse más del cero. Por tanto, en los puntos considerados (crisis económicas unidas anuncios de recortes de la OPEC), le prosiguieron incrementos en la persistencia, de la volatilidad media y del tamaño de los choques de las innovaciones, estos resultados, sin embargo, no se pueden extender a todos los escenarios de crisis financieras.

Figura 14 – Curva de choque en torno a episodios de incertidumbre. (1991 y 2007)



Fuente: Elaboración con datos de DataStream

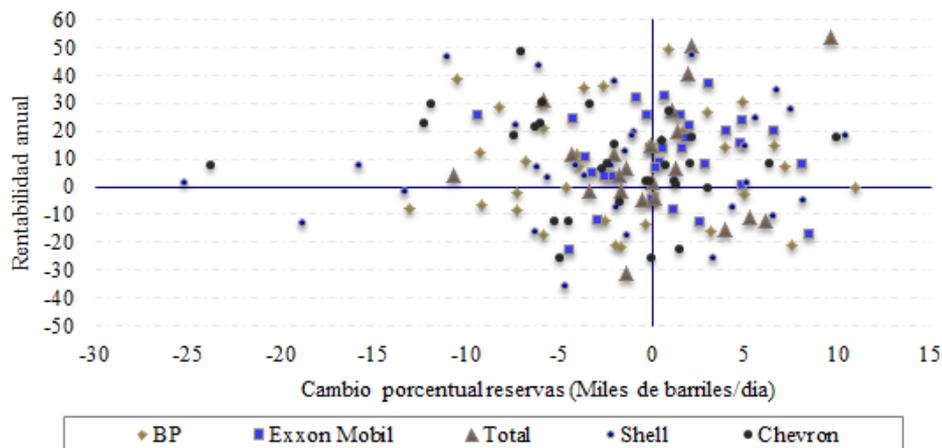
Hasta aquí, se ha verificado la evolución de la volatilidad a partir de anuncios generales, no obstante sería importante verificar que sucede con la serie de cotizaciones de diversas empresas a partir de noticias de caídas en su nivel de reservas. Gráficamente (Gráfico 17, anexo), aquí tampoco es posible reconocer asociación entre la volatilidad de las empresas y los años en que, según OPEC, se registró una caída en el nivel de reservas de las empresas. Al comparar los promedios de las series de volatilidades condicionales, se observa un efecto positivo de las recesiones en el aumento de la volatilidad, no obstante, este no

es el caso al comparar los promedios de periodos donde bajan las reservas, independientemente al contexto económico. Es decir, salvo el caso de Shell, las demás series muestran un incremento en la media de la volatilidad condicional en periodos donde han subido las reservas.

5.4. Estudio de evento: impacto en rentabilidades

Aunque las reservas de una empresa responden a un estilo de gestión de largo plazo, contrario a las cotizaciones, se podría suponer cierta influencia, pues significan una apuesta futura por los inversores por obtener un rendimiento. Para verificar si esta influencia es significativa, se utiliza la metodología de estudio de eventos. La evidencia presentada en la figura 15, que recoge información de reservas y cotizaciones anuales de empresas petroleras, no es concluyente, en el sentido de que existen episodios en que una reducción de las reservas ha ido acompañada de incrementos en las cotizaciones y otros en que se han movido en el mismo sentido. Lo anterior puede resultar de que las RP responden a horizontes de gestión de largo plazo, además de que el anuncio de nuevas reservas se realizan previo al desarrollos de proyectos que son generalmente conocidos, por lo que dicha información se puede haber descontado con anterioridad de los mercados. Además, de que el grado en que las noticias de estos anuncios incide sobre el nivel de riqueza de los accionistas puede ser una función de la percepción de la estabilidad financiera de la empresa.

Figura 15 – Dispersión entre la tasa de crecimiento de las reservas y de las cotizaciones de 5 de las principales empresas petroleras. (1980-2013)



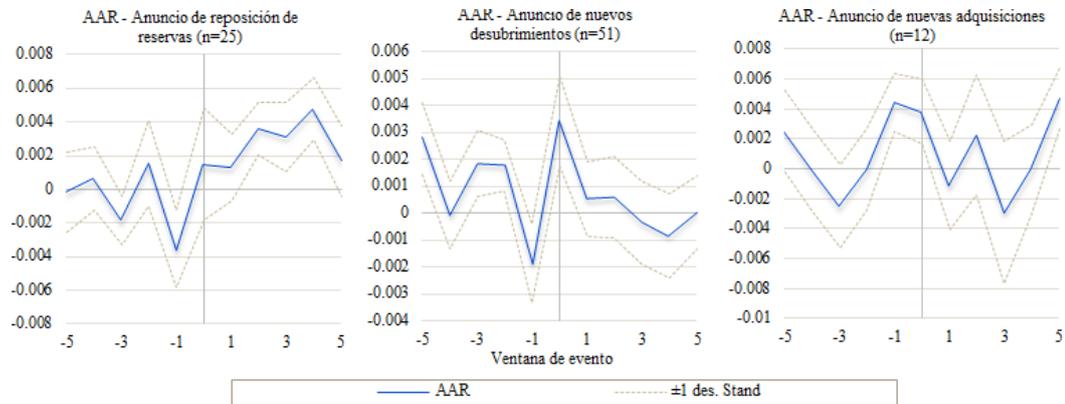
Nota: La tasa de crecimiento de las cotizaciones se calcula a partir de las últimas cotizaciones de cada año.

Fuente: Reservas (OPEC), Cotizaciones (DataStream)

Dado que la figura 15 no permite establecer una relación definida entre las cotizaciones de las empresas y su nivel de reservas, se analiza el impacto en las cotizaciones de anuncios basados en el stock de reservas de la empresa. En la

figura 16, se muestra los $AAR_{i,t}$ para los distintos anuncios (ecuación 16). En los tres anuncios considerados, se encuentra evidencia de AR significativamente positivos en torno al día del evento, lo que aporta evidencia para no rechazar la hipótesis de que los anuncios relacionados con el nivel de reservas inciden en sus cotizaciones de bolsa. En el caso de los anuncios de reposición, que se considera como un indicador de salud indispensable para la formación de precios de las firmas (Nikki, 2013) y son realizados, por lo general, en el primer trimestre del año, se obtiene un efecto positivo y persistente los 5 días posterior al anuncio;⁶⁴ los anuncios de adquisición, pese a que se encuentra $AR_{i,t}$ significativos el día del anuncio, el efecto tiende a diluirse más rápidamente, aunque aún tres días luego persisten, en promedio, $AR_{i,t}$ positivos aunque estadísticamente no son distintos se cero; en la caso de anuncios de nuevas adquisiciones se observan $AR_{i,t}$ positivos y significativos el día anterior al anuncio y el mismo día, posterior a esto no se observa un efecto sistemático y significativo en las rentabilidades. Individualmente, la reacción de las empresas es heterogénea al igual que los eventos individuales.

Figura 16 – AAR agregado de distintos anuncios de 4 importantes empresas petroleras. (2000-2015)



Fuente: Datos de DataStream

Más formalmente, se presentan en la tabla 9 (Anexa) los estadísticos de significancia asociados a los rendimientos anormales de las ventanas de eventos asociadas a distintos horizontes de tiempo. Los estadísticos de anuncios de reposición de reservas favorecen la presencia de AR significativos en el periodo posterior al anuncio, aunque antes no se rechaza la hipótesis de que los $CAAR$ sean iguales a cero. En el caso de los anuncios de nuevos descubrimientos, se observan estadísticos elevado cuando se considera una ventana de estimación los 5 días anteriores al anuncio, lo que podría referirse en parte a incorporación

⁶⁴Ya en el pasado, algunas empresas han enfrentado acusaciones por incluir conscientemente reservas probables en sus comunicados.

de la información, no obstante y pese a que los AR son estadísticamente distinto de cero el día del dichos anuncios, posteriormente no se observan evidencia a favor de rendimientos anormales posterior a estos anuncios.

6. Conclusiones

En el documento, se estudiaron algunas de las influencias financieras históricas de eventos asociados al stock de reservas probadas y los descubrimientos de petróleo, haciendo referencia algunas tendencias históricas y posibles escenarios futuros del mercado. Respecto a las condiciones históricas, se pueden detectar 4 fuentes de incertidumbre: (i) la evolución asimétrica de las regiones productoras y consumidoras, que ha incentivado el incremento de los flujos comerciales en relación al total producido y fomentado cambios relativos a lo interno de dichos grupos; (ii) la caída en el volumen de descubrimientos y las crecientes exigencias técnicas/financieras necesarias para el mantenimiento y expansión del nivel actual de reservas; (iii) los choques externos al mercado, originados en las condiciones económicas y geopolíticas; y por último, (iv) las limitaciones en la industria de refino, conjuntamente con una creciente estructura de costos. Esto, en un contexto donde la transición hacia nuevas fuentes energéticas no parece ser trivial y enfrenta a su vez sus propios picos y limitaciones técnicas. En el caso de las reservas, una proporción importante se concentran en países no occidentales y pertenecen a empresas estatales. Sin embargo, determinar el nivel actual de reservas en la tierra no resulta fácil, por lo turbio del tratamiento de las bases públicas, la diversidad de criterios para su cuantificación y la incertidumbre asociada a los estudios del subsuelo.

Los escenarios futuros apuntan a un incremento del precio, pese a las condiciones coyunturales actuales; por el lado de la demanda, se espera un incremento dependiente del crecimiento económico del mundo; la oferta continuará creciendo, pero condicionada al estado mundial de reservas de petróleo, cuyo ritmo de descubrimientos continuará disminuyendo produciendo un shock negativo en la producción mundial a un ritmo cercano, según el modelo de Hubbert, de -3.6 % promedio anual. La cantidad total de petróleo recuperable se estimó en 2,519Gb, habiéndose consumido, al 2015, cerca del 54.6 % de esta cantidad. Las posible caída de la producción impactaría financieramente en incrementos persistente e inmediatos de los precios reales, al generar un incremento de la demanda por cuestiones de precaución, en tanto que los choques por el lado de la oferta, aunque históricamente han sido transitorios, adquirirían un carácter de permanencia, dada la imposibilidad del sistema de compensar las caídas parciales de la producción en zonas determinadas. Al incluir el stock de reservas en el SVAR, se observa un efecto negativo, aunque de poca duración, en la oferta del mercado, conjuntamente con un impacto negativo y persistente en la actividad real de la economía y un efecto positivo, aunque no significativo, en el nivel del precio real. Este último efecto, comienza a decaer conjuntamente cuando desaparece el efecto del stock sobre la oferta, lo que sustenta que

la producción en un mecanismo de transición del efecto del stock sobre los precios.

En términos de volatilidad, modelizada bajo un modelo *GARCH* asimétrico (*GJR-GARCH*), no se encuentra evidencia generalizada de que los anuncios de recortes en la producción realizados por la OPEC, generen un incremento en la volatilidad incondicional del mercado o las empresas estudiadas, salvo en contextos financieros adverso como en 1991 y el 2007. Sin embargo, en términos de persistencia se observa un efecto positivo que se traduce en un mayor retardo medio, mientras que el efecto de las innovaciones pasadas, se incrementa en términos absolutos, en forma de choques más pronunciados y alejados de cero, generando niveles más elevados de volatilidad condicional. En tal sentido, no se puede establecer un efecto sistémico antes después (que pueda ser atribuido exclusivamente al estado de las reservas), que permita establecer una dirección hacia donde se muevan los parámetros de la volatilidad condicional, salvo el incremento en la persistencia, aunque no necesariamente del valor incondicional de la volatilidad. Sin embargo, en el contexto de crisis, se puede esperar incrementos de la persistencia y del tamaño de los choques, que según la curva de choque se traducen en valores más altos de volatilidad.

El estudio de evento, advierte de un efecto positivo de los anuncios asociados a reposiciones, nuevos yacimientos y adquisiciones de reservas. Especialmente en términos del primero, donde se observaron *AAR* más significativos y persistente en los 5 días posteriores al anuncio; en el caso de los anuncios de nuevos yacimientos, se observa un efecto positivo y significativo el día correspondiente al anuncio, pero este efecto se disuade luego; por último, los anuncios de nuevas adquisiciones de reservas, muestran evidencia de *AAR* positivos y significativos el día del anuncio conjuntamente con el día anterior, aunque también aquí el efecto se diluye posterior al anuncio.

En general, el posible agotamiento de las reservas se traduciría en shocks negativos de la oferta que adquirirían persistencia dado la imposibilidad de compensar entre zonas, a su vez, le seguiría un aumento de los precios reales y presionaría la demanda por motivos precaución, lo que generaría choque más pronunciados y persistente e incidiría negativamente en la actividad económica real, incremento en la persistencia de la volatilidad y la magnitud de los choques de las innovaciones, que se traducen en mayor volatilidad media en el contexto posterior a crisis, además de una restricción en el crecimiento de las petroleras y la posibilidad de acceder a *AR* positivos, limitadas por el agotamiento de las reservas. En lo referente a investigaciones futura, quedan pendientes estudios que conecten un modelo formal del crecimiento de las reservas con el de impacto financiero, así como la incorporación de datos técnicos al estudio. Además analizar el efecto diferenciado de los anuncios de reservas en las cotizaciones de la empresa, incorporando sus condiciones financieras conjuntamente con el efecto temporal y considerando empresas fuera del ranking de las mejores.

Referencias

- [1] ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014 EARLY RELEASE, AEI, “*Future Scenarios*”. Scenario: ref2014. Diciembre de 2014.
- [2] ATTANASI, D. EMIL Y ET, “*Statistics of Petroleum Exploration in the World Outside the United States and Canada Through 2001*”. Department of the Interior. U.S. Geological Survey. EE.UU., 2011.
- [3] ATTANASI, D. EMIL Y ET, “*Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World*”. Department of the Interior. U.S. Geological Survey. Open File-Report 2007-1084. EE.UU., 2008.
- [4] ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS (ASPO), “*Newsletter*”. available online: [http : //www.peakoil.net/](http://www.peakoil.net/).
- [5] BANCO CENTRAL EUROPEO. “*Precios del petróleo: factores determinantes e impacto sobre la inflación y la macroeconomía de la zona Euro*”. 2010
- [6] BANKS, E. FERDINAND. “*An Update On The World Oil Market*”. Asian Institute of Technology, Bangkok, Tailandia
- [7] BERMEJOS, ROBERTO. “*El techo del petróleo y su efecto socioeconómico*”. Manu Robles-Arangiz Institutua Fundazioa. ELA. Febrero 2009
- [8] BLANCO, ROBERTO. “*Efecto sobre la volatilidad del mercado bursátil de la introducción de contratos de futuros y opciones sobre el índice de IBEX35*”. Banco de España. Investigaciones Economicas. Vol. XXIV (1). 2000, 139-175
- [9] BLOOMBERG. “*Anadarko, Dana may be targets on cheaper reserves*”. Dubai. tehrantimes.com. Noviembre 2008
- [10] BOEHMER, E., J. MUSUMECI y A. B. POULSEN. “*Event study methodology under conditions of event induced variance*”. Journal of Financial Economics 30, 253-272. 1991
- [11] BRITISH PETROLEUM. “*BP Statistical Review of World Energy, 2014*”. available online. Junio 2014
- [12] CARUSO, GUY. “*¿When Will World Oil Production Peak?*”. U.S. Department of Energy. Kuala Lumpur, Malaysia. June 13, 2005
- [13] CAMPBELL, C.J. y LAHERRÈRE, J., “*¿The End of Cheap Oil?*”. Scientific American, 278(3), March 1998, pp. 78-85.
- [14] CAMBRIDGE ECONOMIC RESEARCH ASSOCIATES (CERA). “*The Future of Oil Supply*”. available online. September 2005.
- [15] CORRADO, C. J. and ZIVNEY, T. L.. “*The specification and power of the sign test in event study hypothesis test using daily stock returns*”. Journal of Financial and Quantitative Analysis, 27(3): 465-478. 1992

- [16] COWAN, A. R., “*Nonparametric event study tests*”. *Review of Quantitative Finance and Accounting*, 2: 343-358. 1992
- [17] COLWELL, R. SCOTT. “*Market reaction to negative environmental events: An event study of 10 Oil and Gas Companies*”. Ontario N1G 2W1, Canada
- [18] CYRUS, BINA y VO, MINH. “*OPEC in the Epoch of Globalization: An Event Study of Global Oil Prices*”. *Global Economy Journal*. 2007
- [19] DALY, C. MICHAEL. “*Future Trends in Global Oil and Gas Exploration*”. Imperial College. 23 September 2013
- [20] DEFFEYES, S. KENNETH. “*The book “Hubbert?s”Peak*”. From Scientific American. 2010
- [21] E. PALAZUELOS (DIR), “*El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*”. Akal, Madrid. Capítulo XV, páginas 439 a 474, 2008
- [22] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “*Annual Energy Outlook 2013: with Projections to 2040*”. Office of Integrated and International Energy Analysis. Washington, DC. 2013
- [23] ENGLE, ROBERT F., “*Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation*”. *Econometrica*. Vol. 50, 1982, pp. 987-1007
- [24] EY, “*US oil and gas reserves study*”. Consultado en la red el 6 de marzo de 2015
- [25] FABI, RANDI, “*Uso de reservas disminuiría su impacto respecto al pasado*”. *Articulodehttp : //lta.reuters.com*. Publicado den Julio de 2011.
- [26] FERNÁNDEZ, ESTHER; PÉREZ, RAFAELA Y RUIZ, JESÚS, “*Análisis dinámico del impacto de los shocks en el precio del petróleo sobre el empleo por sectores productivos*”. Instituto Complutense de Análisis Económico. Universidad Complutense de Madrid.
- [27] FEYGIN, M., “*Correlation Between Oil Production and Reserves Discovery*”. *Natural Resources Research*, Vol. 11, No. 2, June 2002. (p. 121-124)
- [28] FOUCHER, SAM, “*The Shock Model (Part II)*”. April 17, 2007
- [29] GARCIA, ROBERTO Y DANA, JULIE, “*Mitigación de la vulnerabilidad a los precios del petróleo altos y volátiles: Experiencia del sector eléctrico en América Latina y el Caribe*”. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento / Banco Mundial. Washington DC, 2012
- [30] GLOSTEN, L. R., R. JAGANNATHAN, and D. E. RUNKLE, “*On The Relation between The Expected Value and The Volatility of Nominal Excess Return on stocks*”. *Journal of Finance* 48: 1779-1801. 1993

- [31] GUINÓ, ANDREA, “*Impacto de los precios del petróleo sobre la economía catalana y española*”. UNIVERSITAT AUTÒNOMA DE BARCELONA. Junio de 2014
- [32] GUTIÉRREZ, JESÚS Y GUTIÉRREZ, LIDIA. “*Hallmark Tourist Events: Impacts, Management and Planning*”. Paradigma económico. enero-junio 2013
- [33] HALL, P., “*On the Removal of Skewness by Transformation*”. Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological) Vol. 54, No. 1, pp. 221-228. 1992
- [34] HUBBERT, KING. “*Techniques of Prediction as Applied to the Production of Oil and Gas*”. Presented to a symposium of the U.S. Department of Commerce, Washington, D.C., June 18-20, 1980. National Bureau of Standards, 1982
- [35] HUBBERT, KING. “*Nuclear Energy And the Fossil Fuels*”. Shell Company. Publication No. 95. 1956
- [36] HOLMES, FRANK. “*Innovation And Efficiency Drive U.S. Oil Supply And Demand*”. Forbes. Marzo 2015
- [37] KERSCHNER, CHRISTIAN, “*A Multimethod Analysis of the Phenomenon of Peak-Oil*”. Universitat Autònoma de Barcelona (UAB)
- [38] KILIAN, LUTZ. “*Not All Oil Price Shocks Are Alike: Disentangling Demand and Supply Shocks in the Crude Oil Market*”. American Economic Review, 99(3), 1053-69. 2009
- [39] KILIAN, LUTZ and LEE, THOMAS, “*Quantifying the Speculative Component in the Real Price of Oil: The Role of Global Oil Inventories*”. January 13, 2013
- [40] KILIAN, LUTZ and MURPHY, D. P., “*Why Agnostic Sign Restrictions Are Not Enough: Understanding the Dynamics of Oil Market VAR Models*”. Journal of the European Economic Association 10 (5), 1166-1188. 2012
- [41] KRICHENE, NOUREDDINE. “*An Oil and Gas Model*”. International Monetary Fund. African Department. IMF working paper. WP/07/135. June 2007
- [42] KOPPELEAR, REMBRANDT. “*World oil production y peaking outlook*”. Peak Oil Netherlands Foundation, 2005
- [43] LAHERRERE, JEAN. “*Estimates of Oil Reserves*”. Paper presented at the EMF, IEA y IEW meeting. Laxenburg, Austria. June 19, 2001
- [44] LEFF, JONATHAN. “*Inventarios de petróleo en EEUU caen; los de gasolina y destilados suben con fuerza: EIA*”. Reuters. septiembre de 2014
- [45] LELOUX, JONATHAN. “*El pico del petróleo: entenderlo, asumirlo y superarlo*”. Instituto de Energía Solar. Consultado en la web el 9 de marzo 2015
- [46] MARTIN, GABRIEL. “*El mercado de futuros del petróleo genera condiciones para una tormenta perfecta*”. (Consultado en la red el 28 de enero de 2015), 2015

- [47] MARZO, MARIANO. “*Bases de datos internacionales sobre las reservas de petróleo y gas*”. Dpto. Estratigrafía, Paleontología y Geociencias Marinas, Facultad de Geología, Universidad de Barcelona, 2011
- [48] MARZO, MARIANO. “*El declive de la producción de petróleo convencional*”. daphnia.es, Facultad de Geología, Universidad de Barcelona, 2011
- [49] MCGLADE, CHRISTOPHE. “*Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*”. University College London, London WC1H 0HY, United Kingdom. 2010
- [50] MACKINLAY, A. CRAIG. “*Event Studies in Economics and Finance*”. Journal of Economic Literature. March 1997. pp 13-39.
- [51] MEADOWS, H. DONELLA Y ET. “*The limits to growth*”. The Rome Club. Universe Book. New York, 1972.
- [52] NIKKI, JONES. “*The Impact of High and Volatile Oil Prices on the Super-Majors: A Study of 2012*”. March 2013.
- [53] NOVALES, ALFONSO. “*Modelos vectoriales autoregresivos (VAR)*”. Departamento de Economía Cuantitativa. Universidad Complutense de Madrid. (Versión Preliminar). Madrid, España, Noviembre 2014.
- [54] NOVALES, ALFONSO. “*Modelos ARCH univariantes y multivariantes*”. Departamento de Economía Cuantitativa. Universidad Complutense de Madrid. (Versión Preliminar). Madrid, España, Septiembre 2013.
- [55] OLAIZOLA, IÑAK Y KERSCHNER, CHRISTIAN. “*La economía vasca ante el techo del petróleo: una primera aproximación*”. Universidad Autónoma de Barcelona. Ekonomiaz N.º 71, 2.º cuatrimestre, 2009
- [56] ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, OPEC. “*Petroleum: An Engine for Global Development*”. Annual Statistical Bulletin. Vienna, Austria. 2015
- [57] ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, OPEC, “*World Oil Outlook 2014*”. Vienna, Austria. 2015
- [58] PACHECO, F. HERNÁN. “*Informe Sobre El Mercado Energético Mundial*”. Ener-Dossier, 2010
- [59] PALAZUELOS, ENRIQUE. “*El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*”. Akal, Madrid. Capítulo XV, páginas 439 a 474. 2008
- [60] PATELL, J., “*Corporate forecasts of earnings per share and stock price behavior: Empirical tests*”. Journal of Accounting Research 14, 246-276. 1976
- [61] PATTERSON , RON. “*Las reservas mundiales probadas de petróleo: datos para una obra de ficción*”. Publicado el Mar, 09 de diciembre 2014

- [62] PRELL, CHRISTINA Y ET., “*Global Environmental Change*”. a Institut de Ciència i Tecnologia Ambientals, Universitat Autònoma de Barcelona. 2013
- [63] RICHARD G. MILLER AND STEVEN R. SORRELL. “*The future of oil supply*”. 2013
- [64] RUHL, CHRISTOF. “*BP Statistical Review of World Energy*”. Londres, junio 2014
- [65] SALAMEH, G. MAMDOUH, “*How realistic are Opec?s proven oil reserves?*”. PETROLEUM REVIEW, August 2004
- [66] (SAMPERE, JOAQUIN Y TELLO ENRIC. “*The Shock Model*”. Consultada en: [http : //www.theoil Drum.com/node/2430](http://www.theoil Drum.com/node/2430). April 17, 2007.
- [67] (SAMPERE, JOAQUIN Y TELLO ENRIC. “*El fin de la era del petróleo barato*”. Icaria Editorial. Barcelona, España, 2007
- [68] SÁNCHEZ, FERNANDO y VARGAS, ALEJANDRO. “*La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*”. Instituto Complutense de Análisis Económico. Universidad Complutense de Madrid.
- [69] SCHIMMER, M., LEVCHENKO, A., AND MÜLLER, S., “*EventStudyTools (Research Apps)*”. St.Gallen. [http : //www.eventstudytools.com](http://www.eventstudytools.com). Accessed on : 5demayode2015
- [70] SIMMONS, R. MATTHEW. “*Revisiting The Limits to Growth: Could The Club of Rome Have Been Correct, After All?*”. 2000
- [71] SMITH, L. JAMES. “*World Oil: Market or Mayhem?*”. Journal of Economic Perspectives. Volume 23, Number 3. Summer 2009. Pages 145?164. 2009
- [72] SOUSA, LUÍS. “*Hubbert’s Peak Mathematics*”. Consultado en la Web: [http : //watd.wuthering – heights.co.uk](http://watd.wuthering-heights.co.uk), 2 de marzo de 2015
- [73] TALLEY, IAN, AND GREGORY MEYER. “*Oil Speculation Draws Scrutiny; House Panel Told Curbs on Trading Could Ease Prices*”. Wall Street Journal, June 24, A4. 2008
- [74] THE GLOBAL EDUCATION PROJECT. “*World Energy Supply*”. Consultado en la red el 2 de marzo 2014.
- [75] WORD BANK. “*World Development Indicators: Energy and Mining*”. Consultado en la red en Febrero de 2015
- [76] ZANDVLIET, HANS. “*Peak Oil and the Fate of Humanity*”. New York, January 2011

Anexos

Cuadro 4 – Anexos: Evolución histórica de las reservas probadas, según fuentes.
(Datos en millones de barriles, 1965-2014)

Fuente	1965	1975	1985	1995	2005	2013	2014
BP			802,559.5	1,065,888.7	1,353,055.4	1,687,890.9	
OPEC	353,767.2	646,551.1	758,644.2	1,018,972.8	1,201,458.3	1,489,865.0	
EIA			699,335.4	1,000,407.8	1,278,448.7	1,648,858.1	1,655,561.3
OGJ					1,277,702.0	1,639,405.1	1,644,515.6

Fuente: Diversas fuentes

Cuadro 5 – Anexos: Estadísticos descriptivos de las series y tests del VAR estructural. (1973-2015)

Estadísticos	Oferta (cambio %)	Indice de Actividad	Precio Real (cambio %)	Stock de reservas (cambio %)
Mean	0.7573766	0.2344707	13.18835	0.3054733
Std. Dev.	18.73155	24.87861	51.42355	1.525149
Variance	350.871	618.9451	2644.381	2.326079
Skewness	-1.654903	0.7526634	-0.0634146	0.4430967
Kurtosis	13.24127	3.068272	1.903902	4.557138
Rango	196.8707	125.11536	228.1778	11.08438
Coef. Var.	24.732	106.105	3.899	4.992
Augmented Dickey-Fuller test				
Z(t)	-5.227	-4.133	-1.127	-3.7
p-value	0.000	0.0009	0.704	0.0041

Nota: Los valores críticos del Test Dickey-Fuller son al 1%=-3.981, 5%=-3.421 y 10%=-3.130. Otras consideraciones respecto a los test del modelo SVAR son: Todos los autovalores se encuentra dentro de un círculo, por tanto el SVAR satisface la condición de estabilidad. El test de multiplicadores de Lagrange rechaza la hipótesis de no autocorrelación at lag order. Jarque-Bera test rechaza la hipótesis nula de normalidad en los residuos.

Fuente: Diversas fuentes

Cuadro 6 – Anexos: Modelo de ecuaciones simultanea para la oferta y demanda del mercado de crudo. (1991-2015)

Variables	Coef.	Std. Err.	P> z
Modelo de Oferta			
Lagged dependent	0.841	0.0377	0.000
Precio del crudo	0.0027	0.0115	0.824
Reservas probadas	0.0567	0.0212	0.008
Constante	1.367	0.279	0.000
Modelo de Demanda			
Lagged dependent	0.930	0.0288	0.000
Precio del crudo	-0.0185	0.007	0.013
PIB mundial	0.102	0.037	0.0243
Tipo de interés	-0.0041	0.0020	0.039
Tipo de Cambio	0.0005	0.0129	0.971
Constante	0.677	0.164	0.000
Ecuación	RMSE	R-sq	F
qdeman	0.0182	0.9972	0.000
qoferta	0.0309	0.9888	0.000

Nota: Los errores no son incorrelados, esto se verifica en el Spearman's rho = 0.7232 y P>|z| = 0.0000 (Test Ho: Los residuos de las ecuaciones individuales son independientes.)

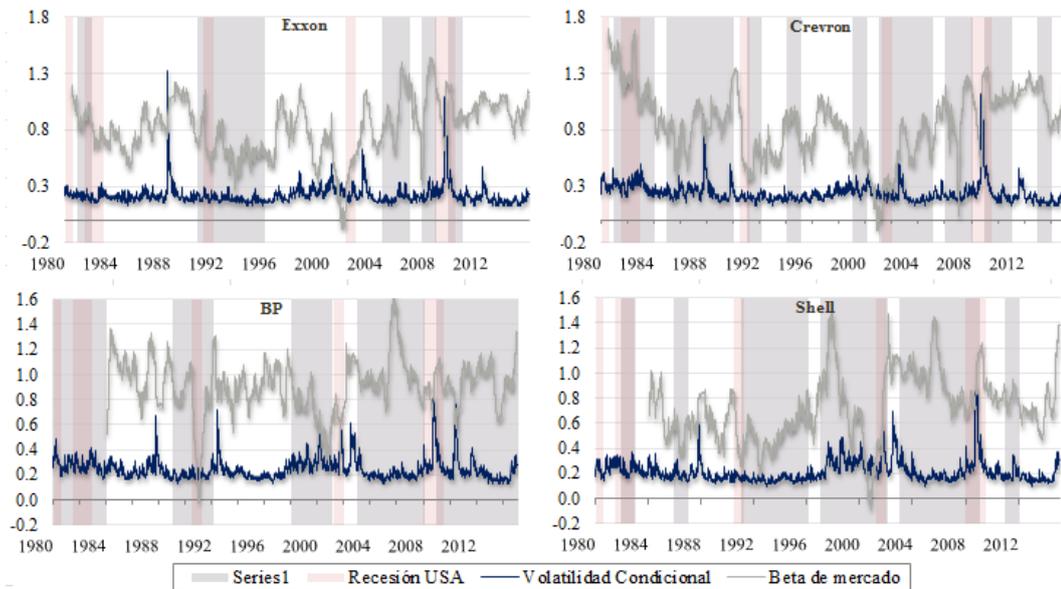
Fuente: Diversas fuentes

Cuadro 7 – Anexos: Estadísticos descriptivo de la serie de precios, alrededor de puntos de crisis. (1990-2015)

Parámetro o Contraste	Periodo 1985-2015	Caída 1991		Caída 1999		Crisis 2007	
		Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Maximo	0.1942	0.0698	0.1264	0.13	0.0671	0.051	0.135
Minimo	-0.4387	-0.0698	-0.4387	-0.1298	-0.089	-0.0544	-0.1113
Media	0.02	0.0007	-0.0016	-0.0013	0.0021	0.0001	-0.0037
Cuartil 1	-0.01	-0.0104	-0.0156	-0.0166	-0.0114	-0.0107	-0.0252
Cuartil 3	0.0105	0.0101	0.0174	0.0155	0.0184	0.0119	0.0108
Percentil 10	-0.0237	-0.0192	-0.0386	-0.0396	-0.0263	-0.0235	-0.0454
Percentil 90	0.0234	0.0193	0.0382	0.0313	0.0291	0.0196	0.0416
Rango	0.6329	0.1396	0.5651	0.2597	0.1561	0.1054	0.2463
Rango Intercuartílico	0.0205	0.0205	0.033	0.0321	0.0298	0.0226	0.036
Rango Centrado 80 %	0.0471	0.0385	0.0767	0.0709	0.0554	0.0431	0.087
Rango Media	31.60	210.58	345.41	204.34	75.71	716.05	66.00
Varianza	0.132	0.0004	0.0022	0.0009	0.0005	0.0003	0.0013
Desviacion	0.3633	0.0188	0.0473	0.03	0.0231	0.0169	0.0359
Coef. Variación	18.1431	28.3429	-28.9277	-23.5938	11.1857	114.836	-9.6302
Asimetría	-0.8978	0.2007	-3.206	0.0721	-0.4149	-0.2565	0.5345
Curtosis	27.6664	5.2417	31.4719	5.8453	3.8466	3.0503	4.4487

Fuente: Datos de DataStream

Figura 17 – Anexos: Evolución histórica de la volatilidad condicional (GJR-GARCH) y el riesgo de mercado, de las principales empresas productoras. (1990-2015)



Fuente: Datos de DataStream

Cuadro 8 – Anexos: Criterios información para la selección de los modelos de volatilidad

Modelo	Distribución	Log-verosimilitud		Criterio Akaike		RV1		RV2	
		Exxon	Contado	Exxon	Contado	Exxon	Contado	Exxon	Contado
GARCH(1,1)	Normal	23855	20789.93	-4.7704	-4.1574	-263.88 (3.84)	-649.43 (3.84)	-57.63 (3.84)	-155.99 (3.84)
GJR(1,1)	Normal	23884	20795	-4.776	-4.1582	-362.24 (3.84)	-645.87 (3.84)		
GARCH(1,1)	t-student	23987	21114.65	-4.7966	-4.2221			-9.88 (3.84)	-6.32 (3.84)
GJR(1,1)	t-student	24065	21118	-4.812	-4.2226				

Nota: RV1 Contrasta los modelos normales contra su homologo pero asumiendo una distribución t-student y RV2 Compara el GARCH con el GJR-GARCH

Fuente: Datos de DataStream

Cuadro 9 – Anexos: Estadísticos de contraste de eventos ($H_0 : CAAR = 0$)

Estadísticos	Anuncios de Reposición		Anuncio de descubrimientos		Anuncio de Adquisición				
	[-5, 5]	[-1, 1]	[-5, 5]	[-1, 1]	[-5, 5]	[-1, 1]			
CAAR Value	0.01264	0.0002	0.0145	-0.0007	0.0082	0.0064	0.0001	0.0028	0.0112
No. eventos	25	25	25	25	51	51	51	51	12
Test paramétricos									
Csect T	1.89055	0.04604	3.6359	-0.1497	1.5971	2.4431	0.0164	1.0398	1.3467
Patell Z	2.4115	0.6083	3.0868	-0.39365	2.3764	2.5153	0.0165	0.9951	0.9829
Skewness Corrected T	1.94217	0.0268	4.1395	-0.1813	1.5334	2.6307	-0.0020	1.0659	1.2428
test no paramétricos									
Generalized Sign Z	1.3035	0.50342	2.5038	0.5034	0.3697	1.8906	0.3697	0.3697	1.0445
Rank Z	1.6841	0.5056	2.3302	-0.0307	1.6497	2.6154	-0.0832	-0.0126	1.1860

Fuente: Datos de DataStream

Cuadro 10 – Anexos: Estadísticos de eventos individuales, según empresa y tipo de anuncio. (2000-2015)

Fecha	Firma	CAR Value	CAR t-test	Autocorrelación
Anuncios de reposición de reservas				
03/02/2015	bp	0.0349	0.8965	-0.186
30/01/2015	chevron	0.0320	0.8967	-0.167
19/02/2013	chevron	0.0128	0.5993	-0.087
19/02/2015	Exxon	-0.037	-1.277	-0.156
01/02/2007	bp	-0.008	-0.308	0.0520
18/02/2005	chevron	0.0539	1.5243	0.0473
18/02/2005	Exxon	0.0928	3.3153	0.0063
18/02/2009	Exxon	-0.010	-0.134	-0.034
29/01/2015	Shell	0.0105	0.2885	-0.060
19/02/2013	Exxon	0.0199	1.2515	-0.120
18/02/2004	Exxon	0.0391	1.5247	0.1325
05/02/2008	bp	0.0371	1.0841	0.2002
16/02/2010	Exxon	-0.011	-0.402	0.0683
29/01/2003	chevron	0.0162	0.3663	-0.242
04/02/2014	bp	0.0124	0.5255	0.1443
15/02/2006	chevron	-0.033	-0.820	-0.074
15/02/2006	Exxon	-0.040	-1.098	0.0218
21/02/2014	Exxon	0.0393	1.6204	0.0104
05/02/2008	chevron	-0.031	-0.948	-0.038
16/02/2011	Exxon	0.0445	2.2014	0.0263
23/02/2012	Exxon	0.0094	0.3959	0.1009
15/02/2007	Exxon	-0.002	-0.059	0.0494
18/02/2008	Exxon	0.0508	1.5430	0.0262
28/01/2011	chevron	0.0176	0.8107	-0.001
31/01/2014	chevron	-0.032	-1.434	0.1257
Anuncios de adquisición de reservas				
18/06/2008	Exxon	0.0261	0.7089	0.0284
06/10/2009	Exxon	0.0192	0.6075	-0.135
14/12/2009	Exxon	-0.080	-3.088	0.0741
22/10/2010	Exxon	0.0133	0.5627	-0.105
08/06/2011	Exxon	-0.001	-0.061	0.0139
09/01/2012	Exxon	-0.032	-1.230	0.0717
17/10/2012	Exxon	-0.010	-0.510	0.0374
08/08/2013	Exxon	-0.047	-2.741	0.0166
16/10/2000	chevron	-0.010	-0.185	-0.071
05/04/2005	chevron	-0.059	-1.588	0.0039
28/12/2008	chevron	-0.034	-0.422	-0.071
09/10/2010	chevron	-0.002	-0.124	0.0088

Continúa en la siguiente página

Cuadro 10 – *Continuación, estudios de eventos*

Fecha	Firma	CAR Value	CAR t-test	Autocorrelación
04/05/2011	chevron	-0.073	-2.635	0.1250
20/12/2012	chevron	0.0177	0.7596	-0.103
19/06/2013	chevron	-0.011	-0.597	-0.059
02/02/2015	chevron	0.0575	1.6035	-0.168
13/01/2014	bp	-0.002	-0.095	0.1521
18/05/2010	bp	-0.046	-1.297	-0.170
06/08/2010	bp	0.0460	0.4907	-0.049
23/08/2010	Shell	-0.025	-0.855	0.0965
24/04/2012	Shell	0.0238	0.8642	0.0473
31/03/2014	Shell	0.0162	0.7416	-0.142
Anuncios de descubrimientos de reservas				
23/02/2010	Exxon	-0.007	-0.273	0.0971
16/12/2010	Exxon	-0.003	-0.147	0.0136
01/10/2009	bp	-0.010	-0.303	0.0139
27/09/2014	Exxon	-0.000	-0.029	-0.109
31/08/2016	bp			-0.167
27/12/2012	chevron	-0.015	-0.675	-0.133
05/11/2013	bp	0.0734	3.5842	0.1563
07/11/2011	bp	0.0088	0.2382	0.0627
06/08/2008	bp	0.0103	0.2534	-0.028
19/12/2003	Exxon	0.0476	1.8738	0.0937
17/02/2004	Exxon	0.0388	1.5049	0.1181
06/09/2004	Exxon	0.0209	0.7961	-0.107
17/05/2006	Exxon	-0.001	-0.055	-0.100
01/10/2003	bp	0.0246	0.8291	-0.022
23/10/2014	chevron	0.0160	0.7732	0.0909
03/07/2013	Shell	0.0213	1.0581	0.1545
27/05/2009	bp	0.0459	0.9451	-0.197
08/10/2010	Shell	-0.004	-0.162	0.0560
05/09/2006	chevron	-0.098	-2.555	-0.088
12/06/2001	chevron	-0.033	-0.680	0.0160
05/09/2006	chevron	-0.098	-2.555	-0.088
13/11/2012	bp	-0.004	-0.135	-0.011
21/05/2008	bp	-0.005	-0.152	0.0702
25/01/2011	chevron	0.0189	0.8604	0.0768
07/11/2011	chevron	-0.015	-0.619	-0.053
01/02/2008	bp	0.0393	1.1578	0.2094
15/07/2014	Shell	0.0027	0.1361	-0.034
25/03/2013	chevron	0.0091	0.4235	-0.092
23/10/2014	bp	0.0343	1.1352	-0.255

Continúa en la siguiente página

Cuadro 10 – *Continuación, estudios de eventos*

Fecha	Firma	CAR Value	CAR t-test	Autocorrelación
19/03/2010	Shell	-0.000	-0.027	0.0224
24/10/2009	bp	0.0685	2.0886	-0.060
05/04/2007	chevron	0.0163	0.4804	-0.024
29/10/2010	Shell	0.0542	2.0411	-0.020
29/03/2004	bp	0.0417	1.4282	-0.023
05/05/2009	chevron	-0.003	-0.071	0.0070
05/09/2009	chevron	-0.003	-0.089	0.0307
02/09/2009	bp	0.0261	0.7095	0.0623
18/12/2014	Exxon	0.0422	1.5931	-0.197
24/07/2005	bp	-0.008	-0.310	0.1208
28/03/2003	bp	-0.011	-0.244	-0.009
10/01/2001	Shell	-0.016	-0.316	-0.038
22/04/2010	Exxon	0.0153	0.5957	0.0593
04/09/2014	Shell	-0.020	-0.905	-0.150
11/04/2012	Exxon	0.0174	0.7535	0.1349
22/05/2008	Shell	0.1008	2.8363	0.0583
19/12/2014	chevron	0.0722	2.3247	-0.171
06/01/2015	chevron	-0.028	-0.812	-0.103
25/03/2013	Shell	0.0150	0.7675	0.1256
08/06/2011	Exxon	-0.001	-0.061	0.0139
18/03/2013	Exxon	0.0093	0.5674	-0.094
30/01/2014	Exxon	-0.055	-2.314	-0.011
21/05/2014	Exxon	-0.022	-0.843	0.0533

Fuente: Datos de DataStream, trabajados en la herramienta EventStudy.Tools

Glosario

- 1 Barril:** 42 galones de petróleo (unos 159 litros)
- AAR:** *Average Abnormal Returns*
- AEA:** *American Economic Association*
- API:** *American Petroleum Institute*
- B/d:** *Barriles por día*
- BCE:** *Banco Central Europeo*
- BP:** *British Petroleum*
- CAAR:** *Cumulative Average Abnormal Returns*
- CEPAL:** *Comisión Económica para América Latina y el Caribe*
- CERA:** *Cambridge Economic Research Associates*
- EIA:** *(U.S.) Energy Information Administration*
- EVA:** *Energy Ventures Analysis*
- Gb:** *1 gigabarril = mil millones de barriles o un billón de barriles*
- IHS:** *consultora norteamericana*
- Mb/d:** *millones de barriles diarios*
- MCH:** *Modelo de Choque Híbrido*
- NIOC:** *National Iranian Oil Company*
- OCDE:** *Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos*
- OGJ:** *Oil and Gas Journal*
- OPEC:** *Organization of the Petroleum Exporting Countries*
- PDVSA:** *Petróleos de Venezuela*
- RP:** *Reservas probadas (P1)*
- SENER:** *Secretaría de energía de México*
- URSS:** *Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas*
- URR:** *Cantidad última de petróleo recuperable*
- US\$/b:** *Dólares por Barril*
- WEO:** *World Energy Outlook, publicado por OPEC*
- WOO:** *World Oil Outlook, publicado por OPEC*
- WTI:** *West Texas Intermediate*