

ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO

Víctor Bravo
vbravo@fundacionbariloche.org.ar

Documento de Trabajo

Departamento de Economía Energética

Documento de Trabajo | Marzo 2015

Este trabajo es fruto de investigaciones internas realizadas por el (los) autor(es). Las opiniones vertidas en este trabajo son, sin embargo, responsabilidad exclusiva del (de los) autor(es) y de ningún modo pretenden reflejar las de la Institución.

Copyright © (2015) Fundación Bariloche. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones de este trabajo, que no excedan de dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización previa de Fundación Bariloche, siempre y cuando se cite a plenitud la fuente, incluido el símbolo ©.

www.fundacionbariloche.org.ar

Av. Bustillo 9500 - (R8402AGP) S.C. de Bariloche - Río Negro - Argentina - Tel. / Fax: (54-294) 446-2500
Piedras 482 - Piso 2º H - (C1070AAJ) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina - Tel. / Fax: (54-11) 4331-2021/23

INDICE

Pág.

1. CONTENIDO Y RESUMEN	1
2. INTRODUCCIÓN	3
3. CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA	6
4. LOS ACTORES	17
4.1 Las Mayores	17
4.2 La OPEP	18
4.3 La ex-URSS	19
4.4 China	21
4.5 Los países exportadores subdesarrollados NO OPEP	21
4.6 Los países de la OCDE	22
4.7 Las compañías independientes	22
4.8 Las compañías del Estado	22
4.9 Los Países Sub-Desarrollados Importadores	23
4.10 Síntesis de la participación de los actores	24
5. ALGUNOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO	25
6. EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	27
6.1 Introducción	27
6.2 Las etapas	33
6.2.1 Antes de 1950: el dominio americano	33
6.2.2 1950-1960: aparecía el Medio Oriente	34
6.2.3 Década de los años 60: el nacimiento de OPEP	35
6.2.4 La década de los 70: el auge de OPEP	36
6.2.5 El quinquenio 1980-1984: ¿la decadencia de OPEP?	49
6.2.6 La segunda mitad de la década de los años 80	51
6.2.7 La crisis del Golfo de 1990 (ver Figura N° 1)	57
7. EL MERCADO PETROLERO EN LA DÉCADA DE LOS 90	63
8. LOS PRIMEROS AÑOS DEL SIGLO XXI	82
9. UN NUEVO SHOCK DE PRECIOS DEL PETRÓLEO: LOS AÑOS 2006 - 2007 -2008	105
10. UN NUEVO CONTRA SHOCK PETROLERO A PARTIR DEL TERCER TRIMESTRE DEL 2008	114
10.1 La Crisis Económica Mundial	114
10.2 Impacto sobre el mercado Petrolero	115
10.3 Las Reacciones de los Países Productores	116
11. NUEVA ESCALADA DE PRECIOS DEL PETRÓLEO: PERÍODO 2009-2014	119
12. EL PETRÓLEO NO CONVENCIONAL	127
13. EL PERÍODO 2011 – 2014	133
14. ¿OTRO CONTRA SHOCK? FINES DEL 2014 Y COMIENZOS DEL 2015	146
15. LA ESPECULACIÓN	153
16. ALGUNAS DE LAS CAUSAS DE LA SITUACIÓN DEL MERCADO PETROLERO DESDE LA SEGUNDA MITAD DE LA DÉCADA DE LOS AÑOS 80, Y EN ESPECIAL, PERO NO EXCLUSIVAMENTE, HASTA LAS DOS PRIMERAS DECADAS DEL SIGLO XXI	166
17. SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO	172
18. PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNACIONAL	175
18.1 Consideraciones generales	175
18.2 Los escenarios	180
18.2.1 Escenario de disminución de precios	181

18.2.2 Escenario de aumento de precios.....	183
18.2.3 Escenario de precios estables en el mediano y largo plazo	185
19. INGRESO ECONÓMICO Y FISCAL GENERADO EN TODAS LAS ETAPAS DE LA INDUSTRIA	187
20. INGRESOS PERCIBIDOS POR LOS PAÍSES EXPORTADORES DE OPEP Y LAS COMPAÑÍAS	189
ANEXO. ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO PARA EL PERÍODO 2015 -2040..	197

ÍNDICE DE GRÁFICOS

PÁG.

Gráfico N° 1. Reservas Comprobadas.....	7
Gráfico N° 2. Producción de Petróleo	7
Gráfico N° 3. Consumo	7
Gráfico N° 4. Reservas Comprobadas, Producción, Consumo y R/P	8
Gráfico N° 5. Evolución de los precios del crudo Arabia Saudita Liviano y WTI en u\$s2012/bl 1948 a 2014. Sobre Índice de Precios al Consumidor de USA – 2013.....	28
Gráfico N° 6. Evolución del Consumo; Precios del crudo WTI en u\$s 2012/bl y días de stock en OCDE: 1970-2014.....	29
Gráfico N° 7. Participación de los países de OPEP - USA - CEI y resto en la producción de crudo del mundo	66
Gráfico N° 8.....	67
Gráfico N° 9. Evolución del precio Spot del Crudo Dubai (32ºAPI) en dólares corrientes entre el 1º Semestre de junio de 1997 y Junio 1998 y evolución de la producción OPEP y NO OPEP (106 bls/día)	73
Gráfico N° 9 bis	73
Gráfico N° 10. Evolución de los precios del crudo Dubai (32º API) en 1998 en dólares corrientes y evolución de la producción de OPEP y NO OPEP	76
Gráfico N° 11.....	85
Gráfico N° 12. Usable commercial stocks in OCDE countries.....	86
Gráfico N° 13. Oil company investment vs crude price.....	87
Gráfico N° 14. Evolución de los precios del Crudo WTI (U\$S corrientes/bl) Entre Enero 2001 y Diciembre 2002	92
Gráfico N° 15. Evolución de los precios WTI (U\$S corrientes/bl) 2003.....	96
Gráfico N° 16. Evolución diaria de los precios del Crudo WTI. Meses de Octubre y Diciembre 2004	101
Gráfico N° 17. Evolución mensual de los precios WTI (u\$s corrientes/bl): 2004-2005	102
Gráfico N° 18. Evolución del saldo entre oferta y demanda mundial de crudo y precios del crudo WTI (u\$s/bl) en 2004 y 2005	103
Gráfico N° 19. Evolución Mensual de los precios WTI (U\$S corrientes/bl): 2006-2007-2008-2009 ...	105
Gráfico N° 20 Evolución del Saldo entre Oferta y Demanda mundial de petróleo y precios del crudo WTI.....	110
Gráfico N° 21. Evolución Trimestral Producción de Crudo: MUNDO; NO OPEP y OPEP: 2006-2007-2008-2009. (10 ⁶ bls/día).....	111
Gráfico N° 22. Evolución de la Producción Mensual de crudo de OPEP y Precios WTI: 2005-2009 (10 ⁶ bls/día) (U\$S corrientes / bl)	112
Gráfico N° 23. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI - Meses de Enero y Febrero 2009 ...	118
Gráfico N° 24. Evolución Trimestral de los Precios del Crudo WTI en U\$S corrientes y de la Demanda Mundial de Crudo 2009/2014 en 106 bls /día	119
Gráfico N° 25. Producción de Petróleo: OPEP-No OPEP - Trimestres 2009-2020-2011-2012-2013-2014	124

Gráfico N° 26. Producción de Petróleo USA y Precios del WTI U\$S /bl: Trimestres 2009-2020-2011-2012- 2013-2014.....	124
Gráfico N° 27. Evolución del precio del crudo WTI y del Crudo Brent septiembre 2014 a 19 de febrero 2015	147
Gráfico N° 28. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI Meses de Julio y Diciembre 2008	154
Gráfico N° 29. Evolución de los Ingresos Petroleros de los países de OPEP(U\$S corrientes) y de los Precios del crudo WTI(U\$S corrientes /b).....	190
Gráfico N° 30. Evolución de los Ingresos Petroleros de las cinco multinacionales mayores (U\$S corrientes) y de los Precios del crudo WTI (U\$S corrientes /bl)	191

ÍNDICE DE CUADROS

PÁG.

Cuadro Nº 1. Participación de las 5 “Mayores” en las etapas de la industria petrolera (+) - (%)	18
Cuadro Nº 2. Participación de los países de OPEP en las etapas de la industria petrolera - (%)	19
Cuadro Nº 3. Reservas-Producción-Consumo: Mundo	24
Cuadro Nº 4. Evolución de los precios del Crudo WTI u\$s2012/bl 1948-2015	27
Cuadro Nº 4.....	36
Cuadro Nº 5. Precios de Crudos: F.O.B. (u\$s/Barril) - Octubre: 1975	40
Cuadro Nº 6. Precios de crudos (como precios de venta): 1975 (u\$s/barril)	41
Cuadro Nº 7. 1973 - 1974 – 1975. Resultados de las 7 Grandes	41
Cuadro Nº 8. Precios de crudos: F.O.B. (u\$s/barril). Agosto 1976	44
Cuadro Nº 9. Precios de Crudo: FOB (u\$s/barril) a diciembre 1978	46
Cuadro Nº 10. Precios de Crudo: FOB (u\$s corrientes/barril) a octubre 1979.....	47
Cuadro Nº 11. 1976 – 1979. Resultados de las Siete Grandes	49
Cuadro Nº 12. Precios de Crudos; FOB (u\$s corrientes/bl). Noviembre 1980-Octubre 1981-Febrero 1982-Abril 1984.....	51
Cuadro Nº 13. Participación de las compañías gubernamentales; 7 Hermanas e independientes en la producción de los países de OPEP y algunos productores no OPEP en 1986 (%).....	52
Cuadro Nº 14. Principales acuerdos petroleros de trueque	53
Cuadro Nº 15. OPEP: Producción-Capacidad y Cuotas (1979-1989).....	55
Cuadro Nº 16. OPEP: Producción - Capacidad y Cuotas (1990-1997).....	65
Cuadro Nº 17. Oferta y demanda mundial de petróleo y evolución de los precios del crudo Dubai, en dólares corrientes, 1994 - 2000	67
Cuadro Nº 18. Producción de Crudo: OPEP y no OPEP (1997-1998). Cuotas de OPEP y reducción de producción de OPEP Junio 1998.....	72
Cuadro Nº 19. Cumplimiento de las cuotas de los países de OPEP y NO OPEP. Julio 1998 a Marzo 1999	76
Cuadro Nº 20. Cuotas de producción y recortes: Abril 1999. (10 ³ bls/día).....	80
Cuadro Nº 20 bis	83
Cuadro Nº 21. Cuotas de producción de OPEP vs. Producción: Año 2004	98
Cuadro Nº 22. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta.Saldo y Precio WTI en US\$ corrientes: 2004-2005	102
Cuadro Nº 23. Cuotas – Producción – Capacidad de Producción de OPEP: 2005 a 2009	107
Cuadro Nº 24. Evolución de la demanda de Petróleo por Regiones: Primer Trimestre 2002, Tercer Trimestre 2008	112
Cuadro Nº 25. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta-Saldo y Precio WTI (US\$ corrientes) 2006-2007-2008-2009.....	113
Cuadro Nº 26. Demanda Mundial de Petróleo por Regiones. Trimestres 2008- 2009 - (10 ⁶ bls/día) ..	116
Cuadro Nº 27. Evolución Trimestral de los Precios del Crudo WTI en US\$ corrientes y de la Demanda Mundial de Crudo 2009/2014 en 10 ⁶ bls/ día	119

Cuadro Nº 28. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta-Saldo y Precio WTI (US\$ corrientes) 2009-2010-2011-2012-2013-2014	121
Cuadro Nº 29. Demanda Mundial Trimestral de Petróleo por Regiones: 2009-2010-2011-2012-2013-2014 - 10 ⁶ bls/día	122
Cuadro Nº 30. Producción de Petróleo: OPEP-No OPEP Precios del Crudo WTI U\$S corrientes/bl Trimestres 2009-2020-2011-2012-2013-2014	123
Cuadro Nº 31. Producción- Sustentabilidad -Disponibilidad OPEP- 2009/2014	125
Cuadro Nº 31. Evolución de los precios de los crudos WTI y Brent: septiembre 2014 a 19 de febrero 2015, en U\$S por barril	146
Cuadro Nº 32. Margen de refinación en los mayores centros de refinación 1992 a 2013 (\$/bl)	168
Cuadro Nº 33. Evolución del Precio FOB "SPOT" de distintos tipos de crudos (U\$Scorrientes/bl) 1992 a 2014	169
Cuadro Nº 34. Evolución del Ingreso Petrolero (u\$s/bl)	188
Cuadro Nº 35 OPEP: exportaciones petroleras y balance comercial (10 ⁶ u\$s corr.)	192
Cuadro Nº 36. Países OPEP – Balance en cuenta corriente	195

Este trabajo tiene su historia

Con motivo de los Cursos Latinoamericanos de Economía y Planificación Energética, que hacía Fundación Bariloche desde 1969, debía dictar la materia Economía del Petróleo.

Primero lo hice solo y después me acompañaron Roberto Kozulj y Nicolás Di Sbroiavacca.

Esta situación se repitió en los Cursos de la MEPEA impartidos por Fundación Bariloche en la Universidad del Comahue.

A mí me tocaba dar las clases de Mercado Petrolero y para ello, primero anualmente y después cada dos años actualizaba los textos del Apunte que ilustraba mis clases.

Con el tiempo dejé de participar en estas clases y la posta quedó en manos primero de Roberto y Nicolás y luego sólo de Nicolás.

Me congratulo porque las clases hoy se dictan mejor, con más frescura.

Pero me quedó la idea de dejar un legado, que quizá actualice cada dos años, esto está en manos de Dios.

Quiero dedicarle este texto, que es resultado del acumulado de años hasta el 2014, a todos mis compañeros de trabajo de Fundación Bariloche, tanto los académicos como los de apoyo.

Como se dice habitualmente sin ellos este texto no hubiera sido posible.

De ellos aprendí y aprendo mucho todos los días, tanto en lo académico como en lo humano.

Es que Dios me concedió la gracia, de la mano del inolvidable Carlos Suarez, de trabajar en una institución que no se rige por el lucro sino por la búsqueda de la verdad en un clima de libertad y de respeto por todas las opiniones.

Sé que esto seguirá siendo siempre así pues todos están dispuestos a conservar y trasladar este legado...

1. CONTENIDO Y RESUMEN

En este documento se efectúa una descripción de los actores y fuerzas que se manifiestan en el mercado petrolero internacional. Se comienza caracterizando a la industria petrolera a través de varios aspectos.

A continuación se presenta a los protagonistas principales del mercado: las "Mayores", la OPEP, la Comunidad de Estados Independientes (CEI), China, los países exportadores NO OPEP, los países de la OCDE, las compañías privadas independientes, las empresas estatales y a los espectadores.

Posteriormente, se describe la evolución del mercado, después de precisar algunos conceptos relacionados con los precios del petróleo. Con este fin se analizan varios períodos: el anterior a 1950 o de dominio americano, el lapso 1950-1960 o de aparición del Medio Oriente, la década de los 60 o el nacimiento de OPEP, la década de los 70 o el auge de OPEP, el quinquenio 1980-1984 o decadencia de OPEP, la segunda mitad de los años 80 o la búsqueda del equilibrio. En este último período se caracteriza al mercado, se señalan las causas que habrían provocado la mencionada situación del mercado y se indica cuáles serían las perspectivas futuras del mercado. Posteriormente se analiza la crisis del Golfo de 1990, la situación posterior del mercado petrolero, la guerra de Irak del 2003, la posguerra de Irak y el denominado nuevo shock petrolero del año 2005 hasta mediados del 2008.

A continuación se observa la situación del mercado en el contexto de la depresión mundial del 2008-2012.

Posteriormente se comentan los acontecimientos que llevaron al contra shock de fines del año 2014 y la "aparición" del Petróleo y Gas Natural No convencionales.

A continuación se trata el tema de las perspectivas futuras del mercado petrolero, futuras al año 2014 y se describen conceptualmente dos escenarios de evolución de estos precios.

Luego se define el excedente generado por el petróleo y cómo se lo han apropiado a través del tiempo: los países productores, las compañías y los países consumidores.

En el último párrafo se analiza la evolución de los ingresos percibidos por los países exportadores de OPEP y las Compañías Petroleras más importantes, indicando la evolución del Balance de Pagos de OPEP y el destino que la organización dio a los ingresos generados por el petróleo.

En un **Anexo** se hace un ejercicio de estimación de los precios del Petróleo desde el año 2015 al año 2040.

Por supuesto esta estimación está influida como todas, las haga quien las haga, por el peso de la coyuntura del momento en que se hace.

La Agencia Internacional de la Energía en su informe anual World Energy Outlook, hace sus predicciones, que revisa y modifica anualmente. El último informe disponible es del año 2014, elaborado sobre los acontecimientos hasta el 2013 y en consecuencia no contempla lo sucedido a fines del 2014 que seguramente le harán modificar las estimaciones con el del 2015.

Para no ser menos, y por supuesto nunca más, aquí también las estimaciones están influidas por los hechos de principios del año 2015.

El punto 18 y el Anexo, toman bastante del trabajo de septiembre del año 2013 “Perspectivas de los precios del petróleo en el mercado Internacional” elaborado por Gonzalo Bravo y Víctor Bravo.

También el Anexo se nutre de los aportes efectuados en el año 2014 por Nicolás Di Sbroiavacca.

El Documento es un poco, demasiado largo, y es muy útil para las noches de insomnio.

2. INTRODUCCIÓN

El mercado petrolero a principios del siglo XXI, tiene como protagonistas a los siguientes grupos de países y/o intereses: la OPEP; las Compañías Multinacionales; los grandes países consumidores importadores nucleados en la OCDE; la CEI; China; los países del Sudeste Asiático, los países exportadores NO OPEP, las Compañías Petroleras "Independientes" y el Sistema de "Seguros" de precios o Especuladores. Como observadores presencian la evolución del mercado petrolero, sin poder influir en él, las naciones del llamado cuarto mundo, o sea las importadoras de los países subdesarrollados. No siempre los protagonistas fueron los mismos, pero sí los observadores. Así antes de los años 70, el mercado y su comportamiento (precios; producciones; refinación; transporte; gestión; tecnología; etc.) era claramente dominado por las Compañías Petroleras Multinacionales, conocidas como las "cinco hermanas". Los restantes protagonistas tenían un papel más o menos subordinado o basaban sus estrategias en las acciones de las cinco hermanas. Luego de la mal denominada "crisis petrolera" de los años 73-74, los países de OPEP pasan a controlar algunas de las etapas del negocio petrolero, fundamentalmente el régimen de tenencia de las reservas, los volúmenes de producción y los precios.

Esta situación dura más o menos hasta 1980, período durante el cual otros protagonistas, principalmente los países nucleados en la OCDE, modifican su estrategia, crean la Agencia Internacional de la Energía y alcanzan el equilibrio de fuerzas. Para esto cuentan con el apoyo de las Compañías petroleras, tanto las Multinacionales, como las Independientes, y la participación de los productores exportadores No OPEP y los aportes dentro de su propia estrategia, del petróleo de la ex-URSS, hoy Rusia.

En la década de los 80 (especialmente luego del primer contra shock de 1986) los países nucleados en la OCDE inclinaban la balanza a su favor, el mercado aparecía como más competitivo, la producción más diversificada, los precios, salvo oscilaciones coyunturales, volvían a niveles inferiores a los del año 1974 y la OPEP se debatía entre la subsistencia y la disolución, en una posición claramente defensiva.

Los sucesos de comienzos de los 90, con la ocupación por parte de Irak del territorio de Kuwait y con la presencia de tropas "occidentales" en el Golfo Pérsico, colocaban al petróleo, nuevamente, y por un breve lapso, en el centro de interés mundial. El desenlace de la crisis, la ausencia de problemas de abastecimiento al mercado (a pesar de la desaparición del mismo de los aportes de Kuwait e Irak) y la permanencia de los precios en niveles similares o levemente superiores a los vigentes con anterioridad al conflicto, sirve para mostrar la capacidad de los países desarrollados para superar una situación de guerra en Medio Oriente sin una conmoción generalizada del mercado. De todas maneras la concentración de las reservas de petróleo en Medio Oriente y la asombrosa permanencia posterior de Saddam Hussein en el poder, hacían que cualquier acontecimiento en esta zona influyera sobre los precios del petróleo en el corto plazo, como sucedió a mediados de 1996 en Irak y más drásticamente con la invasión de EEUU, Inglaterra y otros países europeos a ese país en el año 2003.

Otro elemento que afectó a la industria petrolera en los 90 fue la desaparición del Bloque Soviético. En primer lugar por la presencia de los países, ahora autónomos, de Europa Oriental que anteriormente eran receptores de petróleo barato de la ex-URSS a cambio de exportaciones de los bienes que producían y que pasaron a ser demandantes de los productores de OPEP y NO OPEP. En segundo lugar por el desmembramiento de la URSS en varias repúblicas, reunidas no muy establemente en la Comunidad de Estados Independientes (CEI) donde Rusia predominaba ampliamente en lo referente a la actividad hidrocarbúrfica ya que aportaba en el año 2011 cerca del 76% de la producción de petróleo y cerca del 78 % de la de

Gas Natural, de la CEI, además de poseer la mayor parte de la capacidad económica de la comunidad.

En 1998 se produce un segundo contra shock que se manifestaba en una pronunciada caída de los precios que llegaban a niveles inferiores, en valores constantes, a los de 1973. Esta situación daba lugar a inéditas concertaciones de producción entre países de OPEP y NO OPEP que durante 1999 y en el 2000 y 2001 permitían una sustancial recuperación de los precios y creaban las condiciones para una tercera estampida de los mismos.

Los sucesos de septiembre del 2001 en Estados Unidos, el recalentamiento de la situación en la zona del Mar Caspio (donde aparece Kazakhstán con el 12,3% de la producción de petróleo de la CEI) y la caída de los consumos de petróleo, más la especulación con los papeles de petróleo, provocaban una caída de precios en octubre-noviembre del 2001 que OPEP contrarrestaba. Así se llegaba a la Guerra de USA-Inglaterra contra Irak y la posterior ocupación de este país en febrero de 2003 que motivaba un nuevo incremento de los precios del petróleo y marcaba el explícito predominio de USA como el Imperio del Mundo.

El crecimiento económico espectacular de China e India y de otros países subdesarrollados elevaba los precios del crudo WTI, en dólares corrientes hasta los 145,15 en julio 2008, para a partir de septiembre de dicho año, como consecuencia de la crisis mundial, caer a 37 dólares en febrero del 2009.

De todas maneras el empuje de China e India y de otros países subdesarrollados, más los conflictos que conducían al derrocamiento de Gadafi en Libia hacían retomar la senda creciente, en valores corrientes, de los precios.

Pero uno de los hechos más destacables que se presentaban durante los años 2011 era el mayor nivel que alcanzaban los precios del crudo Brent (marcador en especial para el mercado europeo y que cotiza en dólares en el Internacional Petroleum Exchange-IPE), respecto de los precios del crudo WTI (marcador internacional que cotiza en dólares en el New York Mercantile Exchange-NYMEX-) como consecuencia de la caída en los volúmenes negociados de este último.

Hasta esa fecha el WTI era ligeramente superior al Brent y desde esa fecha el Brent cotiza casi un 15% por encima que el WTI.

Debido a esto Arabia Saudita decidía utilizar el valor de su propio crudo como referencia y los Países de OPEP el de la canasta de Precios de sus crudos (OPEC Basket).

Incluso operadores del mercado mundial de petróleo mencionaban al crudo ruso ESPO como nuevo referencial de precios.

Otro factor para comenzar a desechar el WTI era la debilidad del dólar, moneda en la cual se realizaban casi todas las transacciones.

Como ejemplo para apreciar los diferenciales entre estos tres Crudos de Referencia se mencionaban los valores para el año 2011 en U\$S de dicho año por barril.

Brent.....	111, 26
WTI.....	95,04
OPEC Basket.....	107,46

Entre los años 2011 y 2013 los precios se mantenían en una banda que oscilaba entre los 95 y 98 U\$S el barril para el WTI y entre los 114 y 112 para el Brent. Es decir relativamente altos y estables.

Pero desde Septiembre del 2014 hasta Enero del 2015 se producía lo que se daba en llamar un nuevo contra shock de precios que se precipitaba, siempre en valores corrientes, hasta los 51,11 U\$S el Brent; 46,83 el WTI y 44,85 el OPEC Basket.

Varias eran las causas que se mencionaban para “explicar” este comportamiento.

Por ejemplo la irrupción del crudo no convencional de USA,; el debilitamiento del crecimiento de la economía China ; los problemas de Rusia, la crisis en Medio Oriente; la guerra de precios desatada por Arabia Saudita; la ola depresiva del sistema capitalista y por supuesto la especulación financiera.

Pero probablemente la mayor influencia sobre las oscilaciones, de corto plazo, en los niveles de precio del petróleo y sus derivados fue la aparición, en la primera mitad de los años 80, de la **especulación con los papeles petroleros**, resultado de los contratos a términos y seguros de precios. Esto se demuestra con las variaciones diarias hacia arriba, para vender y hacia abajo para comprar y se analizará con más detenimiento más adelante.

3. CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA

Antes de analizar un poco más en detalle la evolución reciente del mercado petrolero, es conveniente destacar algunas de las características de esta industria ⁽¹⁾.

- i) Es una Industria Mundial: en general a excepción de la CEI, Estados Unidos e Inglaterra, las grandes zonas de consumo no se corresponden con las grandes zonas de producción. Así los grandes centros importadores son Europa Occidental, Japón, el sudeste de Asia, China y también los Estados Unidos. Las grandes áreas productoras, con las excepciones mencionadas, se sitúan en Medio Oriente, Oeste y Norte de África, México y Venezuela.

La CEI que abastecía (al menos hasta 1990) a los países de Europa Oriental incursiona, para proveerse de divisas, en el mercado occidental, especialmente en Europa, con sus exportaciones de petróleo.

En el cuadro siguiente se puede apreciar la participación, en conceptos tales como Reservas Comprobadas (RC), Producción (P), Consumo (C) y Relación Reservas: Producción (R/P), de los países fuertemente consumidores de economías industrializadas (a los cuales se ha agregado a los países del sudeste asiático) de los países de economías no industrializadas donde se encuentran, en general, las grandes áreas productoras, CEI y China.

Participaciones (2013)

	Economías Industrializadas (+)	CEI(++)	China	Economías no Industrializadas(*)	Mundo
Reservas Comprobadas	14,0	5,5	1,1	79,4	100
Producción	20,0	12,4	4,8	62,8	100
Consumo	48,0	4,9	11,6	35,4	100
R/P (años)	37,3	23,6	11,9	67,4	53,3

(*) América Latina, Medio Oriente, África y Países de Asia (exceptuados Japón y China), países de Europa Oriental y países de Eurasia no incluidos en la Federación Rusa (Azerbaiján, Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán).

(+) Incluye a Corea del Sur, Hong Kong, Singapur y Taiwán.

(++) Federación Rusa únicamente.

Fuente: BP Statistical Review, June 2014.

⁽¹⁾ Ver - "Le nouvel Enjeu pétrolier" J. Marie Chevalier. Ed. Calmann-Lévy 1973.
 - M. Adelman "The World Petroleum Market"; Ed. John Hopkins, London, 1972.
 - P. Criqui y N. Kousnetzoff "Energie 1995: Après les Chocs", Centre D'Etudes Prospectives et d'Informations Internationales" Ed. Económica, 1987.
 - D. Yerguin "La Historia del Petróleo", Ed. Vergara, 1992.
 - Varios números de la revista Petroleum Economist y Oil and Gas Journal.

Gráfico Nº 1. Reservas Comprobadas



Gráfico Nº 2. Producción de Petróleo

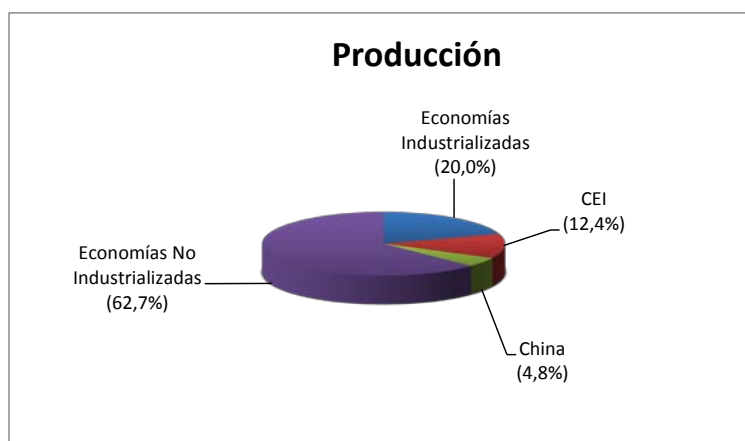


Gráfico Nº 3. Consumo

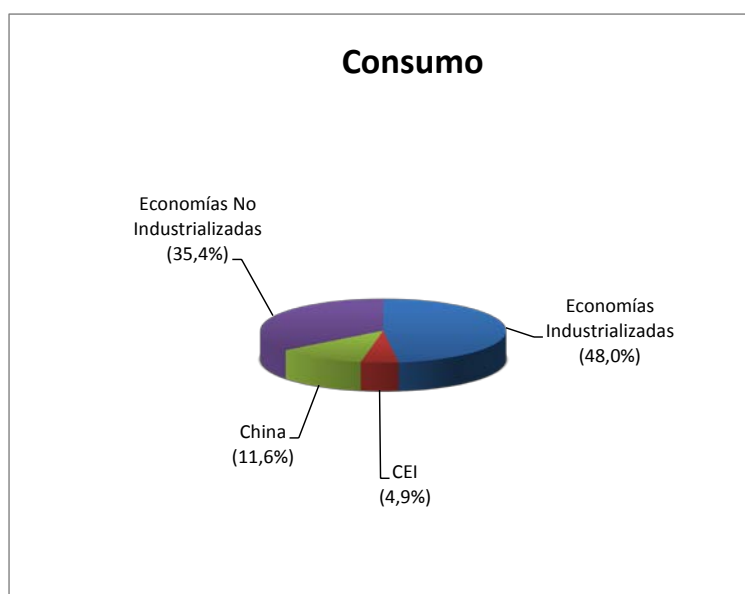
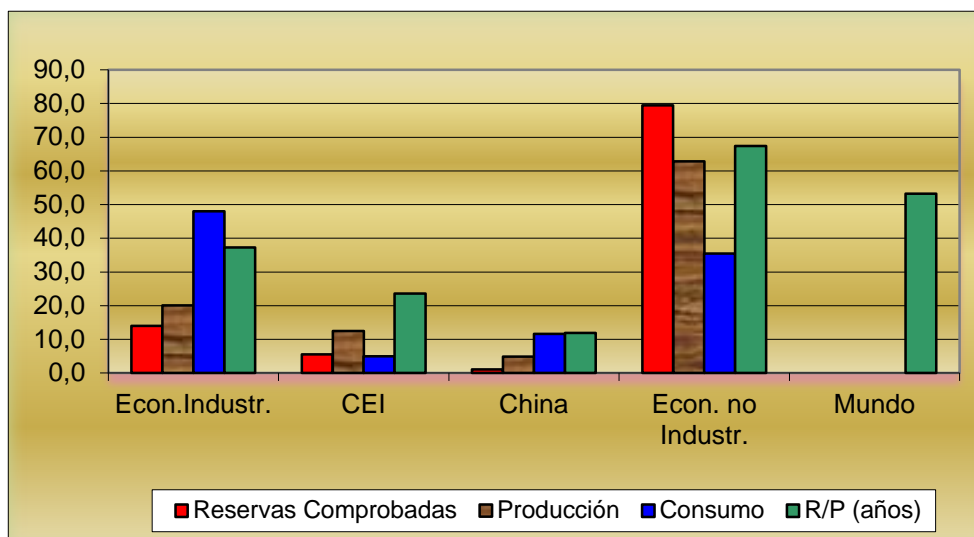


Gráfico Nº 4. Reservas Comprobadas, Producción, Consumo y R/P



- ii) Es una industria compleja: así comprende varias etapas que van desde la exploración hasta la comercialización final de los derivados del petróleo, pasando por la producción, transporte y destilación del crudo.

Esta característica ha llevado a que algunos de los protagonistas, especialmente las Multinacionales, integran verticalmente esas etapas en una sola empresa, para facilitar e incluso hacer posible su predominio extendido al desarrollo tecnológico, la gestión y el lobby empresarial. En cambio otros protagonistas, como los países de OPEP, actúan solamente en algunas de esas etapas, especialmente la exploración, producción y comercialización del crudo a nivel FOB, aunque desde fines de la década de los años 80 han comenzado a incursionar en la refinación y comercialización de derivados, abriendo incluso bocas de expendio en Europa y USA.

Una conclusión que ya puede enunciarse luego de los acontecimientos petroleros de los últimos treinta años, es que **la integración de las distintas actividades parecería ser una condición necesaria, pero no suficiente para protagonizar destacadamente en el mercado petrolero.**

- iii) Es una actividad de Riesgo: El riesgo minero hace a la esencia misma de la industria petrolera. Si no se está dispuesto a correr el riesgo minero, seguramente se habrá renunciado también a apropiarse de buena parte del excedente petrolero. Es que la actividad exploratoria es fundamentalmente aleatoria e insume mundialmente aproximadamente unos 42000 y 80.000 millones de dólares año (2011) y representa, aproximadamente, el 8 a 15% de la inversión en exploración y desarrollo.

Estas características exigen la obtención de fondos en otras etapas de la actividad, fundamentalmente en la producción proveniente de yacimientos ya descubiertos, (para asegurar la reposición de las reservas y su expansión) y en la comercialización de derivados. Todo esto unido a la asociación con otras empresas para compartir el riesgo.

En consecuencia se reafirma la necesidad de la integración de las etapas en una misma empresa.

Además la distribución espacial del riesgo también ha contribuido a la mundialización e internacionalización de las grandes empresas petroleras.

También debe aclararse que la industria petrolera si bien tiene alto riesgo minero, tiene mucho menor riesgo comercial. (En este último caso especialmente en las etapas upstream muy vinculadas a los precios del crudo).

- iv) Es una industria que produce muchos productos, algunos son fácilmente sustituibles (como los pesados) y otros como las gasolinas y el diésel oil, presentan serias dificultades para su reemplazo masivo en el corto y mediano plazo.

En consecuencia la empresa petrolera integrada puede, hasta cierto punto, diversificar la oferta de derivados a fin de compensar los desequilibrios por el lado de la demanda.

Además, puede distribuir sus costos entre los diferentes productos aumentando los de aquellos menos sustituibles. La alternativa petroquímica y el valor agregado creciente de la misma sobre una unidad de crudo, también ha conducido a integrar las industrias petrolera y petroquímica, a fin de continuar con la apropiación de este tipo de excedentes.

Desde principios de los años 80 varias de las principales empresas transnacionales petroleras son deficitarias en crudo para alimentar sus refinerías y esto les ha provocado problemas que las han llevado a intensificar los contratos de asociación y concesión en los países productores para aumentar la disponibilidad de crudo propio.

- v) Es una industria capital-intensiva. En cualquiera de las etapas de la actividad son necesarios gastos de capital importantes.

Este hecho suele ser un obstáculo al ingreso de los países subdesarrollados no exportadores a la industria petrolera, especialmente en la etapa de exploración. Por otra parte, también esta característica ha contribuido a la aparición del tipo de empresa multinacional que históricamente con un capital inicial de relativa importancia, logró apropiarse de los excedentes en la etapa de producción. Esto, junto al manejo de la tecnología y la gestión, llevaron a las multinacionales petroleras a los primeros puestos en los rankings de las empresas industriales mundiales.

Esta característica se visualiza en las grandes inversiones, en las distintas etapas de la actividad y en el largo período de maduración de las mismas.

Así:

- ✓ Para desarrollar un yacimiento se requieren entre 7.000 y 25.000 U\$S por barril día de capacidad creada. Por ejemplo, un yacimiento de 6.000 bl/día puede requerir entre 42 y 150 millones de dólares para ponerlo a plena producción. Lo cual exige que cuente con una reserva de no menos de 20 millones de barriles.

Por otra parte entre el momento en que comienza a explorarse y, si se tiene éxito, se desarrolla el yacimiento, pueden pasar entre 5 y 10 años. Luego la explotación puede seguir por 10 a 30 años más. Los crudos de baja permeabilidad ("esquistos") una vez desarrollado el yacimiento pueden mantener una producción (bastante menor que la inicial) durante 20-30 años (ejemplo Canadá).

- ✓ Para construir un ducto de 8 pulgadas de diámetro y 200 millas de extensión se requieren cerca de 100 millones de dólares y para uno de 30 pulgadas a igual

extensión cerca de 300 millones de dólares. La construcción puede realizarse entre 12 y 15 meses.

- ✓ En el año 2010 el costo por milla en on-shore fue de 5,1 millones de dólares y en off-shore de 5,8 millones de dólares para diámetros entre 4 más de 32 pulgadas.
- ✓ Los Buques Tanque de 70.000 toneladas de Porte Bruto (TPB) tienen un costo de 83 millones de dólares y los de 250.000 TPB, llegan a los 276 millones de dólares.
- ✓ Una refinería de unos 60.000 bl/día de capacidad, según su complejidad, puede tener un costo entre 200 y 660 millones de dólares. Su construcción puede demandar entre 3 y 5 años.

vi) Tiene una relativamente baja pero no despreciable elasticidad precio

Así, y a nivel mundial, los incrementos reales de precios de 1973/74 y de 1978/80 provocaron una caída en el consumo de petróleo.

En cambio, la caída de precios reales entre 1986 y 1993 produjo un aumento del consumo en los países de la OCDE. Si se considera, para el mundo, el período 1971 a 2004 el valor de la elasticidad consumo-precio es de cerca de 0,45, pues los consumos aumentaron a una tasa del 1,35% a.a. y los precios al 2,98% aa. Para el mediano plazo reciente es decir entre 2003 y el año 2013 los precios en moneda constante aumentaron en un 9,5% a.a. y los consumos en un 1,31% con una elasticidad de 0,14.

Por otra parte y como tendencia, el fuel oil es el derivado más sensible a las variaciones de precios reales, por la cantidad importante de sustitutos que tiene.

También, entre los combustibles para transporte, es más sensible la gasolina, en particular la de mayor octanaje, que el diésel oil. Es que este último se emplea esencialmente en actividades donde las posibilidades de modificación del consumo son menores que en la gasolina. Por ejemplo, en el transporte público de personas y cargas y en el agro, usos donde no son comunes los sustitutos a costos adecuados. Esto último más allá de las experiencias con el gas natural comprimido y con el biodiesel.

vii) La actividad empresaria tiende a concentrarse

Por las características mencionadas en los puntos anteriores, la concentración permite un mejor posicionamiento de las empresas en el mercado, la obtención de mayores beneficios y la disminución de costos (aunque esto implique la reducción de los planteles).

Claros ejemplos de esta situación son las fusiones de fines de los años 90.

Antes de mencionar las concretadas o las que están en marcha, especialmente entre 1997 y 2003, resulta interesante señalar el Imperio Rockefeller existente en Estados Unidos en 1911.

Las leyes antimonopólicas de este país llevaron al fraccionamiento del mismo en 34 empresas que se han ido reagrupando y dando origen a otras.

Así la primera empresa de USA, la EXXON, surgió de la Anglo American Oil y la Standard Oil de New Jersey.

La segunda, la MOBIL, resultó de la unión de Standard Oil de New York y la Vacuum Oil.

La tercera, la CHEVRON, nace en 1984 a partir de las Standard Oil de California y la Gulf (Standard Oil de Kentucky).

La ex AMOCO había aglutinado a las Standard Oil de Kansas, Indiana y Nebraska.

La ex Atlantic Richfield o ARCO se formó de la Parrire y la Atlantic Refining.

La CONOCO, octava petrolera de USA resultó de la Continental Oil.

La ex - British Petroleum de USA se constituyó de la Sohio Oil Company y de la Solar Refining.

La actual USX (número 14) o The Ohio Oil de la Marathon.

La existente PENNSOIL (número 22) de las South W. Pennsylvania, National Transport, South Penn y Eureka Pipe.

Además la TEXACO (quinta en USA) en la década de los ochenta se formó con la Geey y Boone Pickens.

Las principales fusiones producidas entre 1997 y 1998 han sido las siguientes:

- British Petroleum (BP), europea con AMOCO y ARCO, ambas de USA.
- TOTAL-FINA con ELF (todas europeas).
- REPSOL de España con YPF SA de Argentina.
- Nippon Oil y Mitsubishi Oil de Japón.
- Phillips Petroleum y Ultramar en refinación y comercialización en USA.
- ONACO - ROSNEFF y Slavneff, todas públicas en Rusia.
- Kuwait Oil Company y Kuwait National Petroleum Company, ambas estatales.
- Lasmoy y Enterprise Oil independientes pequeñas de Europa.
- Petrogal y Gas Portugal constituyeron (GALP) en Portugal, donde el Estado controla el 60% de las acciones.
- En Noruega se conforma un grupo integrado entre la Norskhydro y Saga, con participación también de STATOIL, en todos los casos con importante presencia del Estado.
- Deveon Energy compra a Pennz Energy, ambas de USA.
- La compañía de servicios SCHLUMBERER con TRANSOCEAN, constituyendo la primera empresa en perforaciones y tareas offshore, forman TRANSOCEAN SEDCO FOREX.

Las más importantes de todas las fusiones es la de EXXON, primera empresa petrolera de USA, con la MOBIL, que es la segunda formando la mayor del mundo en la industria petrolera.

La Unión Europea aprobó también las de ELF TOTAL FINA.

Sin llegar a fusionarse, Shell y Texaco han concertado la operación conjunta de sus refinerías y comercialización en USA, pero no pudieron hacer lo mismo en Europa.

En el año 2000 se fusionaron Chevron y Texaco y en el año 2002 Phillips (tercera de USA) con Conoco (cuarta de USA). De esta manera Conoco-Phillips pasaba a ser la sexta multinacional del Mundo superando a ENI.

En agosto del 2003 se fusionaban las empresas rusas Yukos y Sibniefť constituyéndose en la quinta petrolera mundial.

En diciembre del 2005 Conoco Phillips, la tercera mayor de EEUU, compraba Burlington Rosources por 35.000 millones de U\$S dando origen la fusión a una compañía por un valor de 135.000 millones de dólares.

Las seis mayores empresas multinacionales, antes de la fusión Conoco-Phillips, (cinco totalmente privadas y uno con fuerte presencia estatal) según su valor de capitalización, eran las siguientes, a octubre del 2001. También se indica el valor de la operación de fusión.

Empresa	Valor de capitalización (10 ⁶ u\$S)	Monto de La fusión (10 ⁶ u\$S)
EXXON-MOBIL	253,000	81,000
BP AMOCO ARCO	188,000	82,900
SHELL	178,000	
TOTAL PETROFINA ELF	79,000	58,800
CHEVRON - TEXACO	89,500	
ENI (participación del Estado italiano)	48,000	
	835,500	222,700

Adicionando las otras fusiones o compras antes mencionadas se alcanzaría un monto para estas operaciones de 259.610 10⁶ u\$S.

Apache de USA compraba activos de EXXON MOBIL en el Mar del Norte por 1759 millones de dólares en 2011.

La Energy Transfer Equito L.P compraba la Southern Union CO en 4200 millones dólares creando la mayor empresa de gasoductos de USA en el 2011.

La petrolera francesa TOTAL paga 4000 millones de usa por el 12 % de NOVATEK la mayor productora independiente de gas de Rusia, en 2011.

La China CNOOC compraba el 50 % de la Argentina Bidas por 3100 millones de U\$S y la nueva sociedad adquiere el 60 % de las acciones de British Petroleum en Pan American Argentina por 7059 millones de dólares en el año 2011.

En el año 2012 la estatal rusa ROSNEF compraba la privada, también rusa, TNK-BP por 55.000 millones de dólares, quedando BP con el 20% de la misma. Esta operación coloca a ROSNEF muy cerca de EXXON-MOBIL convirtiéndose en el mayor productor de crudo con cotización bursátil

La China CNOOC (China nacional Offshore Oil Company) compraba la canadiense Nexon por 15100 millones de dólares en el año 2012.

Schlumberger, la empresa de servicios petroleros más grande del mundo por valor de mercado, adquirió a principios del 2015, el 45,65% de EDC, la mayor firma de perforación en tierra de Rusia, por unos US\$1.700 millones. En tres años tendría la opción de comprar el resto. Se trataba de una inversión inusualmente grande para una empresa de EE.UU. en Rusia en momentos de mucha tensión entre ambos gobiernos y cuando los precios del crudo estaban en decidida baja. Schlumberger, por la disminución de inversiones de las petroleras, había despedido 9000 empleados de sus planteles.

En el año 2007 el valor de los ingresos de las compañías petroleras mayores privadas era el siguiente (miles de millones de dólares):

EXXON-MOBIL	371152
BRITISH PETROLEUM	286852
ROYAL DUTCH/SHELL	355782
TOTAL	189656
CONOCO-PHILLIPS	178558
CHEVRON TEXACO	210783

Fuente: PIW's TOP 50: How the firms stack up, December 1, 2008.

En el año 2013, el valor de los ingresos netos de las cinco mayores compañías petrolera privadas del mundo, se incluye a continuación en miles de millones de dólares del año 2013

EXXON/MOBIL	438255
ROYAL DUTCH/SHELL	451235
BRITISH PETROLEUM	396217
TOTAL	251731
CHEVRON	228848
LAS 5 MAYORES	1766286

Fuente: Annual Statistical Bulletin. OPEC-2014.

Probablemente las fusiones de 1998–2000 se constituyen en un acontecimiento de importancia estructural en la industria petrolera, superior a las “crisis” de 1973/74 y de 1979/80.

Este fenómeno se ha dado también en Bancos, Comunicaciones, Seguros, Electricidad, Agua, Medios de Telecomunicaciones, Computación, Fármacos, Comercio Minorista y Automotores, involucrando a unas 2.815 empresas y por montos, en 1998, de unos 891.000 10⁶ u\$s.

Esta concentración de empresas se habría producido en el contexto de la globalización para disminuir costos, posibilitar inversiones y mejorar los márgenes de ganancia.

La consecuencia de esta reducción de costos ha sido en todos los casos la eliminación de puestos de trabajo.

“A estos análisis, es necesario superponerle la enorme concentración corporativa que tomó vuelo en la década de 1990, en la que las fusiones y adquisiciones empresariales crecieron 757 por ciento y siguieron en ritmo ascendente, aunque más lento, hasta el 2007. Con las crisis financieras, económicas y alimentarias de 2007-2008, bajó el porcentaje de fusiones y adquisiciones, pero la concentración empresarial ya establecida nunca volvió a bajar del nivel alcanzado en el 2000, e

incluso subió en algunos años del siglo XXI. Según el estudio publicado en 2011 *The network of Global Corporate Control (La red de control corporativo global)* de los investigadores Vitali, Glattfelder y Battiston, 1328 corporaciones transnacionales tienen el 60 por ciento de los ingresos globales y están interconectadas entre sí, por 2 o más relaciones mutuas, con un promedio de 20 interconexiones. En esta telaraña de relaciones que tienen atrapado al mundo, el estudio identificó una “super-entidad” corporativa, como una araña en la red, integrada por 147 corporaciones que detentan el 40 por ciento de los ingresos de todas las transnacionales y que tienen un enorme poder de decisión sobre toda la red corporativa mundial. Tres cuartas partes de éstas son instituciones financieras, que a su vez están estrechamente ligadas con las mayores transnacionales de sectores claves de la economía, como energía, petroquímica y química, comunicaciones, construcción, minería, alimentación y agricultura, etc. Silvia Ribeiro es Directora para América Latina del Grupo ETC - www.etcgroup.org”.

- Por otra parte, en el Mundo, en USA y en Argentina se podían apreciar las siguientes evidencias de concentración:

En el Mundo: en 2013, 5 países (Venezuela; Arabia Saudita; Canadá, Irán e Iraq) acaparaban el 62% de las Reservas Comprobadas y 28 empresas estatales el 78%, mientras que 5 países (Arabia Saudita; Federación Rusa; USA; China e Irán) producían el 46% de crudo.

En USA: 10 empresas poseían el 28% de las Reservas Comprobadas y con 20 empresas se totalizaba el 37%. En cuanto a la Producción se aprecia que 10 empresas aportaban el 10% y si se adicionan otras 10 se alcanzaba el 13%.

En Argentina el panorama en cuanto a la participación de las empresas en cada etapa de la actividad de la industria era el siguiente

➤ En el dominio de las Reservas Comprobadas por operador (año 2013)

1 Empresa: (PAE)	43,0%
3 Empresas:	72,0%
55 Empresas:	100%

Fuente Secretaría de Energía Argentina Enero 2015

En Producción por operador

1 Empresa: (YPF)	42,0%
6 Empresas:	81,0%
55 Empresas:	100%

Fuente Secretaría de Energía Argentina Octubre 2014

En Refinación (crudo procesado):

1 Empresa: (YPF)	56,0 %
3 Empresas:	88,0 %
10 Empresas:	100.0%

Fuente Secretaría de Energía Argentina Octubre 2014

Ventas de Derivados en el Mercado Interno:

1 Empresa (YPF)	56,2 %
3 Empresas:	87,6 %
14 Empresas:	100,0%

Fuente Secretaría de Energía Argentina Octubre 2014

En cuanto a las Exportaciones de todos los productos

(Esencialmente Crudo; Naftas Vírgenes, Gasolinas y GLP)

1 Empresa: (PAE)	35.1%
3 Empresas:	80.2%
10 Empresas:	100 %

Fuente Secretaría de Energía Argentina Tablas dinámicas febrero 2013

En cuanto a las Exportaciones de Crudo

1 Empresa (Pan American Energía) 100,0%

Fuente Secretaría de Energía Argentina Tablas dinámicas febrero 2013

- viii) Por último, algunos consideran al petróleo como un bien simplemente económico, es decir una "commodity" y otros como un bien estratégico.

Los que lo consideran "commodity" indican que es abundante, hay muchos oferentes, hay un mercado y en ese mercado pueden conseguirse las cantidades que se necesitan en los momentos en que se necesitan y a los precios que ese mercado fija.

En consecuencia, razonan, si se lo produce en el propio país, cuando la producción exceda al consumo interno se lo podrá exportar y cuando no alcance se lo importará. Todo en función de maximizar el valor presente neto de los flujos de caja de las empresas productoras.

Los que entienden que el petróleo es un bien "estratégico", aducen que sin él no funcionaría, en el actual estadio de desarrollo tecnológico, buena parte del sistema socioeconómico, y que en consecuencia es necesario asegurar su abastecimiento y la intervención del poder público para posibilitarlo ante situaciones que lo pongan en riesgo.

Indican que si bien el recurso es abundante está concentrado en pocos países y fundamentalmente en Medio Oriente. Que su explotación, en general, genera importantes beneficios y esto ha dado lugar históricamente a muchos conflictos.

Así para un costo medio de unos 30 u\$s/bl (con Medio Oriente a menos de 15 u\$s/bl) y un precio de venta medio en boca de pozo, supuesto para el año 2014 de 92,30 u\$s2014/bl se genera un ingreso bruto por exportaciones de $1903 \cdot 10^9$ u\$s 2014/año y un valor bruto de la producción mundial de $3070 \cdot 10^9$ u\$s2014/año.

Si los precios del crudo fueran de 50 U\$S2014/bl los valores anteriores se reducirían a 1030 y $1658 \cdot 10^9$ U\$S 2014, respectivamente.

- La apropiación de la renta hidrocarburífera ha provocado numerosos conflictos entre los que se puede mencionar los siguientes:
 - la nacionalización del petróleo en México en 1938
 - la guerra del Chaco entre Bolivia y Paraguay a comienzos de la década del 30
 - la revolución de Mussadecq en Irán en los años 50
 - la guerra de Biafra en Nigeria en 1967
 - la toma del poder por Gaddafi en Libia a principios de los 70
 - la guerra árabe-israelí de los 50 y 60
 - la guerra del Golfo en 1990
 - la presencia de tropas de USA en Kuwait y Arabia Saudita desde 1990
 - la alteración en los precios del crudo producida a mediados de 1996 por el ingreso de tropas de Irak en la zona vedada del norte de ese país
 - los conflictos en Chechenia y Afganistán por las vías de salida del crudo del mar Caspio
 - la guerra de Irak en febrero de 2003
 - la presencia de tropas de USA en Medio Oriente
 - la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia
 - los conflictos entre Rusia y Ucrania por el Gas Natural

Es interesante a los efectos de validar la idea del valor estratégico del Petróleo leer el libro de Noam Chomsky *“Estados fallidos; el abuso del poder y el ataque a la democracia”*, Editorial Sol 90 2012.

También el petróleo ha sido utilizado como elemento de presión para modificar actitudes de gobiernos o grupos sociales como, por ejemplo el embargo decretado por la ONU a los embarques hacia Serbia, Irak y Haití en los 90 y a Yugoslavia en 1999.

Asimismo se señala que, en parte, la Deuda Externa de muchos países subdesarrollados es consecuencia de la abundancia de petrodólares en el mercado financiero internacional en la segunda mitad de los años 70 y primera mitad de los 80.

La especulación financiera con los papeles petroleros visualizada a través de la volatilidad de los precios del petróleo en los mercados petroleros, como el Nymex.

En definitiva es probable que deba considerarse al petróleo como un “Commodity” pero con un enorme valor estratégico.

4. LOS ACTORES

La información numérica utilizada proviene de varias fuentes, esencialmente BP Statistical Review 2014; OPEC Annual Statistical Bulletin 2014 y Petroleum Intelligence Weekly.

Cuando se ha utilizado como fuente a CIA World Factbook, 2012 los datos no se refieren siempre al mismo año y no son demasiado confiables.

En realidad tampoco lo son los de las otras tres fuentes citadas pero no es posible encontrar información mejor.

4.1 Las Mayores

Hasta mediados de 1984 este oligopolio estaba formado por las "cinco hermanas" (las cinco mayores empresas petroleras de los Estados Unidos) y por dos compañías europeas.

Las estadounidenses eran:

- La Standard Oil de New Jersey, conocida como EXXON
- La Gulf Oil
- La Standard de New York, conocida como MOBIL
- La Standard Oil de California o SOCAL
- La TEXACO

Las europeas eran:

- La inglesa: British Petroleum (BP)
- La anglo-holandesa: Royal Dutch Shell

Desde mediados de 1984, la Gulf y la SOCAL se unificaban bajo el nombre de CHEVRON y se incorporaba AMOCO como quinta empresa americana más importante. Aquí no se describirá ni la historia, ni la evolución de esas compañías, tema que ha sido profundamente tratado por la bibliografía.

En 1998 la BP se fusionaba con la AMOCO constituyendo la BPAMOCO que luego incorporaba a ARCO y en 1999 se formaba TOTAL-PETROFINA-ELF posteriormente EXXON y MOBIL.

Esta estrategia de fusiones de 1998-2002 fue una consecuencia de la caída de los precios del petróleo en 1998-1999 que llevó a estas empresas a bajar costos para compensar la disminución de ganancias.

Luego de los años 2000 y 2001 se consideraba como las cinco empresas mayores privadas a: EXXON-MOBIL; BPAMOCO-ARCO; TOTAL-PETROFINA-ELF; SHELL Y CHEVRON-TEXACO, apareciendo en el 2003 CONOCCO-PHILLIPS compitiendo por el quinto lugar con CHEVRON-TEXACO.

En el Cuadro N° 1 puede apreciarse la evolución de la participación de las 5 "Mayores" en las distintas etapas o actividades de la industria petrolera. En cuanto a las Reservas, sólo eran de su propiedad el 2,0 % de las mundiales en el 2013.

Cuadro Nº 1. Participación de las 5 “Mayores” en las etapas de la industria petrolera (+) - (%)

	1960	1970	1977	1982	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
Producción	80	60	45	30	15	15	14,6	13,8	12,7	13	13	12,7	12,7	
Capacidad Refinación	60	45	34	27	25	25	25,2	24,5	24,4	24,4	22,2	23,2	24,2	
Propiedad de los buques tanques	30	33	38	43	37	37	37	36	35,5	33,6	34	33,2	32,7	
Consumos (*)	70	50	40	30	34	33	32,8	32,2	32,1	32,2	32,3	34,3	34,1	
Producción\ Refinación (**)	130	124	127	110	100	63	62	58	56	57	57,6	54,2	56	
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2004	2006	2007	2008	2010	2013
Producción	12,6	12,9	12,9	17,2	17,5	15,5	15,4	15,5	15,2	14,5	14,1	11,5	11,6	9,8
Capacidad Refinación	23,9	20	18,4	25,4	25,7	23,8	23,4	24,3	22,3	22	21,8	20,2	19,6	16,6
Propiedad de los buques tanques	32,6	35,5	35,5	35	35,5	35,5	35	35	35	34	34	33	32	33
Consumos (*)	34,6	34,6	34,8	41,8	41,9	37,6	38	37,8	38,3	34,5	33,8	30,3	29,3	26
Producción\ Refinación (**)	57,6	53,8	53,3	56,6	58	62,1	61,8	60,5	62	64,2	64,3	63,3	64,6	67,3

(+) EXXON-MOBIL, BP AMOCO ARCO, TOTAL-PETROFINA-ELF, SHELL, CHEVRON-TEXACO.

(*) Se refiere a la participación de las ventas de derivados de petróleo correspondientes a las “Mayores” en el Consumo Mundial.

(**) Relación entre la Producción propia de crudo y el crudo procesado en sus refinerías.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy: Varios Números. Petroleum Economist Números de junio de varios años. POE, Ministerio de Energía y Minas, Venezuela, varios números. Annual Statistical Bulletin de OPEC, varios números.

El mencionado cuadro es suficientemente claro respecto de la pérdida de gran parte de control de la propiedad de la producción y refinación de crudos, así como de la venta de derivados del mundo.

Pero en los hechos, a través de contratos de asociación, riesgo y de suministros a largo plazo, continuaba pasando por sus manos buena parte del crudo producido en el mundo que incrementaría su participación en la “producción” al 20,3% y la relación producción-refinación al 79%.

Por otra parte, su control sobre la tecnología de las distintas etapas de la actividad, así como sobre la prestación de servicios, gestión y organización era extremadamente alto.

Es decir que la estrategia para conservar el protagonismo se ha ido volcando hacia los aspectos antes mencionados. El control de otras fuentes energéticas tales como el carbón mineral, el uranio, los crudos no convencionales, la energía solar, las pilas de combustibles, etc., sin ser descartada, parecía ser una estrategia algo menos utilizada, acentuándose, por el contrario, el retorno al negocio petrolero, que por lo que restaba del siglo XX y primeros decenios del próximo continuará siendo la fuente principal de sus beneficios.

4.2 La OPEP

Este núcleo de países productores-exportadores de petróleo (todos subdesarrollados) nació en 1960 y a principios del 2009 estaba conformada por los siguientes doce países:

Se ha retirado Indonesia y ha reingresado Ecuador y se ha incorporado Angola

- Abu Dhabi (Golfo Pérsico)
- Arabia Saudita (Golfo Pérsico)
- Argelia (norte de Africa)
- Irán (Medio Oriente no Arabe)
- Irak (Golfo Pérsico)
- Kuwait (Golfo Pérsico)
- Libia (Norte de Africa)
- Nigeria (Costa Atlántica de Africa)
- Qatar (Golfo Pérsico)
- Venezuela (América Latina)
- Ecuador
- Angola

Ecuador se retiraba en 1992 para tener la libertad de producir sin límite de cuotas y Gabón lo hacía en junio 1996 al serle rechazado un pedido para bajar su aporte a la organización de 2 millones de dólares anuales a 330.000 dólares y se reincorpora en el 2008, con el gobierno de Correa.

En el 2008 se retiraba Indonesia, se incorporaba Angola y se reincorporaba Ecuador

Estos países, especialmente los medio-orientales y Venezuela, fueron los que contribuyeron, desde los orígenes de la multinacionalización del petróleo, a generar los excedentes de las “Mayores” y facilitaron la reconstrucción de Europa y Japón después de la segunda guerra mundial con los bajos precios del crudo.

En 1960, la búsqueda de mayores ingresos, a través de la estabilización de los precios del crudo, llevaba a alguno de estos países, entre otras cosas, a la creación de OPEP.

En el Cuadro Nº 2 puede apreciarse, lo mismo que se hizo para las “Mayores”, la participación de los países de OPEP en las actividades de la industria petrolera mundial. Si a este Cuadro se le incluyeran las Reservas, la OPEP mostraría que en 2013 el 71,9% de las mismas eran de su propiedad.

También OPEP, luego de su etapa floreciente entre 1973 y 1980, ha perdido participación en la producción y exportación de petróleo, mientras nunca tuvo relevancia en las etapas de refinación, consumo y propiedad de los buques tanques.

Por ejemplo en el año 2013 la participación de OPEP en la exportación de crudo era del 60,4% pero en productos refinados apenas llegaba al 18,5 %

Como posee gran parte de las Reservas, parecería lógico que en el futuro recupere participación en las etapas en que las ha perdido, pero esto dependerá de su cambio de estrategia.

Cuadro Nº 2. Participación de los países de OPEP en las etapas de la industria petrolera - (%)

	1970	1977	1982	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Producción	49	52	33	32	31.6	34	36.5	38.2	38.6	40.5	41.1	40.9	40.9
Capacidad Refinación	3	6	8	9	8.7	9.3	8.4	8.5	9.5	9.7	10	10.4	10.3
Consumo	1.5	2.9	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	6	6.1	6.6	7	6.9	6.8
Propiedad de los Buques Tanque	2	3	4	6.0	7	8	6.5	6	5.6	5.6	5.2	5.6	5
Exportaciones de Crudo	71.5	71.5	51.4	46.5	50	52	58.7	61.9	60.9	60.1	59.3	57.6	56.4
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2003	2004	2006	2007	2008	2010	2013
Producción	40.5	41.5	42.0	40.8	41.5	40.5	39.7	41.1	45,2	44,9	43,7	42,1	42,4
Capacidad Refinación	10.1	10.1	10.2	10.0	10.0	10.9	10.6	10.8	10,8	10,7	10,3	10,7	11
Consumo	6.8	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.7	11,2	11,3	8,6	9,3	10
Propiedad de los Buques Tanque	4.6	4.6	4.6	4.7	4.8	3.7	4.5	4.6	6,3	6,4	6,8	6,2	6
Exportaciones de Crudo	55.0	55.4	55.8	55.0	59.8	51.3	48.7	50.6	53,8	53,6	60,7	56,3	60,4

Fuente: P. Statistical Review of World Energy: Varios Números. OPEP Annual Statistical Bulletin. Facts and Figures: OPEP. Shipping Trade.

4.3 La ex-URSS

Se mantiene esta denominación pese a que en 2014, de hecho, está desmembrada, luego del intento de constituirse como Comunidad de Estados Independientes (CEI).

De manera que la que más importa es Rusia como potencia.

Los restantes países que constituyeron las Ex URSS tienen una gran importancia estratégica, en cuanto a que sus reservas de hidrocarburos son significativas, rodean el Mar Caspio y están entre Rusia y China.

La ex-URSS, en un principio CEI, era un importante productor de crudo y estaba integrada por los siguientes países (Armenia, Azerbaijón, Belarus, Estonia, Georgia, Kazajistán, Kirguistán, Lituania, Moldavia, Federación Rusa, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania, Uzbekistán).

Su participación en las exportaciones mundiales de crudo oscilaba, entre 1980 y 1984, en el 10%. En 1988, alcanzaba al 9,2%, en 1989 el 7,2%, en 1990 el 7% y en 2004, ya como CEI, el 13,4%, y en el 2013 llegaba al 16%, lo cual evidenciaba la recuperación desde el 2003 luego de una paulatina pérdida de mercado motivada por la desaparición del URSS. Esta pérdida podría haber sido mayor si no se hubiera registrado una fuerte disminución del consumo provocada por la recesión económica.

De manera que ha tenido alguna responsabilidad en la caída de los precios del petróleo, ocurrida después de 1980.

La ex-URSS dependía, desde mediados de la década de los años 70, de sus exportaciones de petróleo para sus adquisiciones en el mundo capitalista. Así las exportaciones de petróleo, representaban casi el 60% de sus ingresos en divisas. Esta situación la llevó a sufrir el mismo tipo de problemas que los países subdesarrollados en cuanto a la dependencia de la exportación de materias primas. Esta vulnerabilidad se ha visto confirmada con la caída de los precios del petróleo ocurrida en los últimos meses del 2014 y primeros del 2015.-

En consecuencia, pasa a tener significativa importancia para la actual CEI, la situación del mercado petrolero internacional.

El nivel de exportaciones de la ex-URSS oscilaba en 1990 en el 32,6% de su producción, o sea en unos $3,8 \cdot 10^6$ bls/día, de las cuales los países de Europa del Este, absorbían el 41,2%.

En el 2013 la CEI exportaba el 55,9% de su producción de crudo, aproximadamente $10,8 \cdot 10^6$ bls/día, de los cuales los países de Europa absorbían el 66% y China el 14,3%.

Las Reservas Comprobadas: la Producción, el Consumo y la Capacidad de Refinación de la CEI, representaban en el 2013, el 7,8%; el 16,5%; el 5,1% y el 8,5% de los mundiales respectivamente.

Los sucesos de 1989-1990, principalmente la separación del otrora bloque soviético de los países de Europa Oriental, la desarticulación de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas y la creación de la CEI, repercutieron sobre la industria petrolera en estos países. En el caso de Europa Oriental desaparecieron los subsidios que implicaba la importación desde la URSS del crudo a 7 u\$/bl en 1989 y que significaban no menos de 6.600 millones de dólares-año, de los cuales casi el 30% lo absorbía Alemania Oriental. Estos "subsidios" consistían en un intercambio comercial vía COMECON, que significaba la exportación a la ex-URSS, a precios equivalentemente más bajos de los productos de Europa del Este.

El otro problema era que el 78% de la producción de petróleo y el 77,8% de Gas Natural de la URSS provenían de Rusia, que de esta manera se quedaba con la mayor parte de los ingresos por exportaciones de Hidrocarburos de la actual CEI.

Pero también hay que tener en cuenta que tanto Rusia como Azerbaiyán, Kazajistán y Turkmenistán junto con Irán, son una región estratégica para las mayores potencias del mundo. Es que en esa área están localizadas dos grandes cuencas petrolíferas, la de Tengiz y del Sur del Mar Caspio. Es interesante destacar que Azerbaiyán; Uzbekistán; Kazajistán y Turkmenistán ocupaban en el año 2013 el décimo lugar del mundo en cuanto a las reservas comprobadas de petróleo, que eran superiores a las de países como México; Noruega o Qatar. Específicamente las de Kazajistán equivalían a 2,7 veces las de México.

Las reservas potenciales que contendrían dichas cuencas se estimaban entre 70.000 y 200.000 millones de barriles, equivalentes a yacimientos del Golfo Pérsico y del Mar del Norte o sea entre el 4% y el 12% de las reservas comprobadas en el mundo en el año 2013.

Tanto Estados Unidos como Europa Occidental, Rusia, China y Japón se disputarán seguramente esos recursos y no es aventurado afirmar que la guerra de Afganistán, también fue motivada por el control de las vías de salida del crudo del Caspio hacia el Mediterráneo y del Gas de Siberia hacia Europa.

4.4 China

China surgía como país productor importante en 1969 con 200.000 bl/día y pasaba a 3,2 10⁶ bl/día en 1998. Su consumo crecía de 400.000 bl/día a 4,11 10⁶ bl/día en el mismo período, con lo cual prácticamente se había convertido en importador neto.

En el 2013 representaba el 1,1%, el 5,0%, el 12,1% y el 13,3% de las Reservas, Producción, Consumo y Capacidad de Refinación del Mundo, con 5 yacimientos gigantes (mayores de 500 millones de barriles de reservas). Ya en 1994 se había convertido en un importador neto de petróleo y derivados y en el 2013 importaba 7,7 10⁶ b/día de crudo y derivados (el 13,6% del mundo) y exportaba 672.000 b/día.

En lo referente a la explotación y evacuación de las reservas de petróleo en el Mar Caspio ya estaba posicionada en Kazajistán y parecía ser una de las mejores opciones para la construcción de oleoductos para transportar la producción.

4.5 Los países exportadores subdesarrollados NO OPEP

Se trata de un conjunto de 19 países y comprende a (México, Indonesia, Omán, Egipto, Gabón, Malasia, Yemen, Camerún, Brunei, Trinidad-Tobago, Colombia, Congo, Túnez, Siria, Bahrain, Argentina, Sudán, Chad, Guinea Ecuatorial). De los cuales ocho eran de África, cuatro de Medio Oriente, cuatro de América Latina y dos de Asia Pacífico.

Para los próximos años algunos de estos países, por ejemplo Argentina, pueden dejar de ser exportadores.

En 1970 poseían el 2,1% de las Reservas Mundiales, producían el 3,7% del petróleo del mundo y excepto (Omán y Brunei) eran importadores de petróleo.

En cambio, en el 2013, representaban el 2,6% de las Reservas, el 10,6% de la Producción, el 8,4% del Consumo y el 7,1% de las Exportaciones el Mundo quitando mercado a la OPEP.

Pero cinco países (México, Indonesia; Omán; Egipto y Malasia) concentraban en el año 2013 el 64,4% de las Reservas; el 66,1% de la Producción; el 71,7% del Consumo y el 78,1% de las Exportaciones de este conjunto de países.

4.6 Los países de la OCDE

Si bien México se incorporó en 1994, no se lo incluirá en este conjunto de países. Son los países industrializados de América del Norte, Europa Occidental, Japón, Australia y Nueva Zelandia. Tampoco se incluye a la República Checa, a Hungría, a Polonia, a Corea del Sur y Eslovaquia.

En 1970, poseían el 10% de las Reservas: producían el 25% del crudo y consumía el 71% del petróleo, del mundo.

En el 2013, la participación respecto de las reservas, producción, consumo y exportaciones se encontraba en el 14,0%, el 20,0%, el 43,1% y el 17,6% respectivamente.

En cuanto a la autosuficiencia petrolera, ésta era del 63% en 1970 y del 44,1% en el 2013

Noruega y el Reino Unido exportaban en 2013 aproximadamente el 4,6% del petróleo y derivados del mundo. Este último país deberá hacer un gran esfuerzo para no dejar de ser exportador pues su producción en 2013 es el 37 % de la que tenía en el año 2003, su consumo crece, aunque muy lentamente, y sus Reservas tienen un horizonte de 9,6 años.

Esta última constatación explicaba los esfuerzos del Reino Unido por aumentar la recuperación de los volúmenes in situ de los yacimientos del Mar del Norte.

4.7 Las compañías independientes

Son actualmente unas 300, siendo las principales las de Estados Unidos. En el 2013 seis compañías de EEUU (Conoco Phillips; Devon; Occidental; Apache; Anadarko y Chesapeake) gracias al boom del shale oil han entrado entre las 50 compañías petroleras más importantes, según La publicación Petroleum Intelligence Weekly, aportaban en el año 2013 el 0,7 % de las Reservas Comprobadas y el 2,8 % de la producción mundial de Petróleo

4.8 Las compañías del Estado

Estas compañías aparecen tanto en los países de OPEP como en los restantes, exportadores e importadores.

Las principales empresas petroleras estatales son las siguientes:

	Porcentaje Estado (%)
Suaudi Arabian Oil Co (Saudi Aramco)	100
INOC (Irán)	100
CNPC(CHINA)	100
Petróleos de Venezuela (PDVSA)	100
Gas Prom (Rusia)	50
KPC (Kuwait)	100
PEMEX (México)	100
SONATRACH (Argelia)	100
Petrobras (Brasil)	64,1
Rosneft (Rusia)	75,16
OP (Qatar)	100
Adnoc (Unión Emiratos Arabes)	100
SINOPEC (China)	75,78
Petronas(Malasia)	100
ENI (Italia)	30,1
INOC(Irak)	100
NNPC (Nigearia)	100
EGPC (Egipto)	100
STATOIL (Noruega)	67
ONGC (India)	69,23
CNOOC(China)	100
Kuzmunalgas(Kazakhtan)	100
PDO (OMAN)	60
Socar(Azerbaijan)	100
UZBAKNAFTGAS(Uzbekistan)	100
Ecopetrol (Colombia)	88,49
ONU) Austria)	31,5
PIT (Thailandia)	61,1

La publicación Petroleum Intelligence Weekly, en su suplemento de noviembre de 2013, realizaba una clasificación de las 50 compañías petroleras más grandes del mundo, incluyendo reservas y producción de petróleo y gas natural de cada empresa, su capacidad de refinación y volumen de ventas de productos elaborados.

Así de las 50 empresas incluidas en el análisis, 17 eran compañías totalmente estatales. 8 con una participación mayor o igual al 50 % y 3 con menos del 50 %. Las de OPEP ocupaban los primeros puestos. Tres rivalizaban con las grandes corporaciones internacionales en el grupo de las 10 primeras (la de Arabia Saudita; PDVSA de Venezuela; NIOC de Irán). Seguían en la lista las empresas petroleras estatales de países no miembros de OPEP, entre las que se destacaban; ENI de Italia y PETROBRAS de Brasil.

En el 2012 las 28 principales Compañías Estatales poseían el 69,4,0% de las Reservas, producían el 55,2%, exportaban el 60% del petróleo del mundo y tenían el 24,4 % de la Capacidad de Refinación y el 5,6% de la capacidad de buques tanques, también con relación al total mundial.

4.9 Los Países Sub-Desarrollados Importadores

Son los países del denominado cuarto mundo. Se excluye de ellos a los nucleados en OPEP, los subdesarrollados mencionados en el punto 4.5; los nucleados en la CEI los denominados "tigres de Asia" (Malasia, Singapur, Corea del Sur, Taiwan, Hong Kong y Tailandia). Estos últimos consumían el 7,6% del petróleo del mundo en el 2013.

El consumo de petróleo de los países subdesarrollados importadores representaba en el 2013 el 14,2 % del total mundial.

Algunos de ellos eran productores-importadores, aunque la mayoría importaba la totalidad del petróleo que consumía.

Han sido los principales perjudicados por la estampida de precios hacia arriba de la década del 70. La disminución observada en la década del 80, principios del 90 y en 1998 coincidía con la caída de los precios de las restantes materias primas y con un creciente endeudamiento externo. Los aumentos del 99-2013 volverían a perjudicarlos seriamente así como los favorecieron las disminuciones desde septiembre 2014 hasta lo que va del 2015.

4.10 Síntesis de la participación de los actores

En el Cuadro N° 3 pueden apreciarse algunos indicadores respecto de la situación del mercado en cuanto a la participación de los países de OPEP, ex-URSS, Europa del Este, China y resto del mundo.

**Cuadro N° 3. Reservas-Producción-Consumo: Mundo
Por Areas y Actores (%) 2013**

Area	Reservas	Producción	Consumo	R/P(años)	Exportaciones
OCDE (+)	14,0	20,0	43,1	37,3	17,6
CEI (++)	5,5	12,4	4,9	23,6	17,1
China	1,1	4,8	11,6	11,9	1,2
OPEP	71,9	42,4	10	90,3	60,4
RESTO	7,5	20,4	30,3	19,6	3,7
Total Mundo	100,0	100,0	100,0	53,3	100,0
Actores					
"TIGRES DE ASIA" (+++)	0,24	1,3	7,6	10,1	3,5
NO OPEP	2,57	10,58	8,04	12,9	7,11
"MAYORES" (*)	2	9,8	26	10,3	
"INDEPENDIENTES" (**)	0,9	2,9		16,7	
EMPRESAS ESTATALES (**)	69,4	55,2		67,0	60
SUDESARROLLADOS					
IMPORTADORES	1,6	5,1	14,2	16,7	

Notas:

El segundo agrupamiento de Actores no da suma 100 pues algunos aparecen en más de un concepto

(+) Países Industrializados de América del Norte, Europa Occidental, Japón; Australia y Nueva Zelandia

(++) Federación Rusa; Armenia, Azerbaijan, Belarus, Estonia, Georgia, Kazakhtan, Krgyzstan, Latvia, Lithuania, Moldova, Tajikistan, Turkmenistan, Ucrania, Uzbekistan

(+++) Malasia, Singapur, Corea del Sur, Taiwan, Hong Kong, Tailandia

(*) El "Consumo" de las "Mayores", son las Ventas

(**) No se incluyen los Consumos porque son los grupos de Países los que consumen

Elaboración Propia en base a las siguientes Fuentes: BP Statistical Review of World Energy, June 2014, Annual Statistical Bulletin OPEC 2014, PIWs Top 50: How The Firms Stack Up, 2013 Energy Intelligence Group, Inc.

Así las Reservas estaban concentradas en OPEP, países que además contaba con el mayor horizonte de duración de las mismas. La situación más vulnerable en este último aspecto la presentaban los países nucleados en la OCDE, China y Resto.

En cuanto a la comercialización internacional de crudo y derivados, se verificaba lo ya expresado respecto de la competencia de la CEI (ex-URSS), Reino Unido, Noruega y resto de países subdesarrollados exportadores con la OPEP.

También se apreciaba la importancia de las empresas estatales en todos los ítems y el bajo nivel de consumo de los países de OPEP y de los subdesarrollados importadores.

5. ALGUNOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO

Cuando se hablaba de precios de petróleo en el mercado internacional, hasta mediados de la década del 70, era necesario distinguir no solamente entre precios FOB y CIF, sino también -y esto era lo particular de esta actividad- entre precios de lista o de referencia ("posted price") y precios realizados ("marked price").

Los precios de lista eran los publicados en las revistas como "Platts Oil Gram" o "Petroleum Press Service" y servían de base para la determinación de las regalías y pago de impuestos que las compañías concesionarias abonaban a los países productores.

Los precios realizados eran los que efectivamente se pagaban en la transacción entre compañía productora y país consumidor. Es decir, que aproximadamente el 30% ó 40% del intercambio petrolero en el mercado definía este nivel de precios realizados. La razón de esta situación era que las grandes compañías internacionales dominaban una parte importante del mercado y estas transacciones eran en gran medida, simples asientos contables entre las filiales de las compañías integradas. De todas maneras la aparición, desde 1960, de la OPEP de las compañías independientes y de las estatales hizo el mercado más competitivo.

La diferencia entre precios realizados y precios de lista se denominaba descuento y, regía normalmente la actividad de la parte no oligopólica del mercado.

Entre 1973 y 1982 rigieron los denominados precios "oficiales" que eran determinados exclusivamente por OPEP. Sobre estos precios los gobiernos de estos países efectuaban o no descuentos.

A principios de los años 80 luego de la segunda elevación generalizada de precios, comenzaba a ponerse en práctica el sistema de precios "spot" o de corto plazo.

A partir de 1986 el sistema de fijación de precios "NETBACK" reemplazaba al basado en el mercado "spot". El "NETBACK" consiste en obtener el precio en condiciones F.O.B. deduciendo, para un mercado determinado, a los ingresos por ventas de productos obtenidos en ese mercado en una destilería tipo, los costos de refinación y los de transporte entre el mercado consumidor y el país de origen del crudo.

Es decir cada tipo de crudo tenía un precio variable según el mercado de destino.

Esto implicaba establecer una serie de crudos de referencia cuyos precios eran representativos de los mercados.

Por ejemplo:

- Crudo Brent (Mar del Norte) para Rotterdam
- Dubai (Medio Oriente) para Singapur
- Alaska North Slope (USA) para el mercado de la Costa Oeste USA
- West Texas Intermedio (USA) para la Costa Este USA

Esta designación geográfica de los mercados indicaba simplemente el lugar de libramiento de las órdenes de carga, pero las transacciones entre refinadores, distribuidores, intermediarios y grandes consumidores se realizaban por vía electrónica.

En los primeros años de la década del 90 el 20% de este tipo de transacciones eran de corto plazo (spot) y a precios de conocimiento público. Por el contrario la mayoría de las operaciones comenzaban a ser en el mercado a término y de carácter reservado y esta situación se mantenía en los primeros años del siglo XXI.

Los mercados a término, verdaderas bolsas negociadoras de "papeles de petróleo" más que del bien físico, eran los siguientes:

- NYMEX (New York Mercantile Exchange) en N. York
- IPE (Internacional Petroleum Exchange) en Londres
- CBT (Chicago Board of Trade) en Chicago
- ROEFEX (Rotterdam Energy Futures Exchanges) en Rotterdam
- SIMEX (Singapur Mercantile Exchange) en Singapur

Aquí se compraban y vendían los "papeles de petróleo" por adelantado y se producían pérdidas y ganancias especulativas.

En ellos actuaban simplemente agentes como los de bolsa que a veces negociaban volúmenes de "papel petróleo" hasta 10 veces superiores a la producción bruta de un tipo de crudo.

Los especuladores eran agentes de W. Street, bancos comerciales y, cada vez más, filiales de compañías ligadas a las petroleras.

Este tipo de mercado tiene muy poco que ver con el mercado internacional real físico de petróleo, que refleja la demanda y oferta de crudo y derivados.

A fines del año 2005 y principios del año 2006, Irán estaba organizando un mercado a término que operaría en euros y no en dólares, lo cual no se concretaría pues podría haberse convertido en un foco adicional de conflictos porque hubiera restado importantes flujos de moneda a los mercados a término tradicionales.

La caída de los precios internacionales del crudo desde el cuarto trimestre del 2008 hasta fines del 2009, no haría desaparecer estas transacciones especulativas, ya que en otros niveles, ahora más bajos, se mantenía la oscilación casi diaria hacia arriba y hacia bajo de los mismos.

Posteriormente se han intentado otros mecanismos para terminar con los principales mercados a término (que principalmente son el NYMEX y el IPE) y con el dólar como moneda de transferencia. Los chinos quisieron crear su propio mercado y utilizar el yen pero la idea no prosperó.

OPEP emplea, desde enero de 1987, como crudo referencial el OPEC Reference Basket (ORB) que se basa en un promedio aritmético de varios tipos de crudos de la Organización.

Estos crudos son; Sahara Blend (Argelia); Girassol (Angola); Oriente (Ecuador); Iran Heavy (Irán) Basrah Light (Iraq); Kuwait Export (Kuwait); Es Sider (Libia); Bonny Light (Nigeria); Qatar Marine (Qatar); Arab Ligth (Arabia saudita); Murban (United Arab Emirates) y Merey (Venezuela).

A título de ejemplo (pues los diferenciales varían con el tiempo) se incluyen los valores para los tres crudos marcadores más usados: el WTI; el Brent y el Basket para el día 26 de enero del año 2015. En dólares corriente por barril.

- WTI.....45,15
- Brent.....48,16
- Basket.....42,90

6. EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

6.1 Introducción

Se pueden reconocer varias etapas en la evolución del mercado petrolero, caracterizadas por el tipo de actores que prevalecían en cada una de ellas y por el comportamiento de los precios.

En el Gráfico N° 5 y Cuadro N° 4 se puede apreciar la evolución de los precios del Crudo tipo WTI de 40° API en (u\$s₂₀₁₂/bl) desde 1948 hasta 2014. Los valores desde 1948 hasta 1975 corresponden al Arabian Ligh de 34 ° API.

Cuadro N° 4. Evolución de los precios del Crudo WTI u\$s₂₀₁₂/bl 1948-2015

ANO	U\$S 2012/bl.
1948	39,08
1950	33,58
1960	25,63
1970	16,20
1971	19,15
1972	10,95
1973	15,35
1974	50,86
1975	47,91
1976	49,31
1977	53,83
1978	51,20
1979	79,25
1980	105,69
1981	91,06
1982	80,02
1983	69,81
1984	64,91
1985	59,67
1986	31,61
1987	38,74
1988	30,98
1989	36,42
1990	43,01
1991	36,29
1992	33,64
1993	29,30
1994	26,65
1995	27,73
1996	32,41
1997	29,47
1998	20,26
1999	26,60
2000	40,47
2001	33,60
2002	33,37
2003	38,75
2004	50,40
2005	66,49
2006	75,15
2007	79,90
2008	106,68
2009	66,29
2010	83,72
2011	97,03
2012	94,13
2013	96,57
2014	89,78
ene-15	45,72

Fuente: Elaboración Propia en base a BP Statistical Review of World Energy June 2014, para 1972 -2014. En base a Datos anuales del BP Statistical Review of World Energy June 2014 para los años 1976-2013; del Diario La nación Argentina para 2014 y 2015 y precios del Crudo Arabian Ligh OPEP, para 1948 1975, llevados al precios constantes de 2012 con el Índice de Precios al Consumidor de EEUU.

Gráfico N° 5. Evolución de los precios del crudo Arabia Saudita Liviano y WTI en u\$s2012/bl 1948 a 2014. Sobre Índice de Precios al Consumidor de USA – 2013

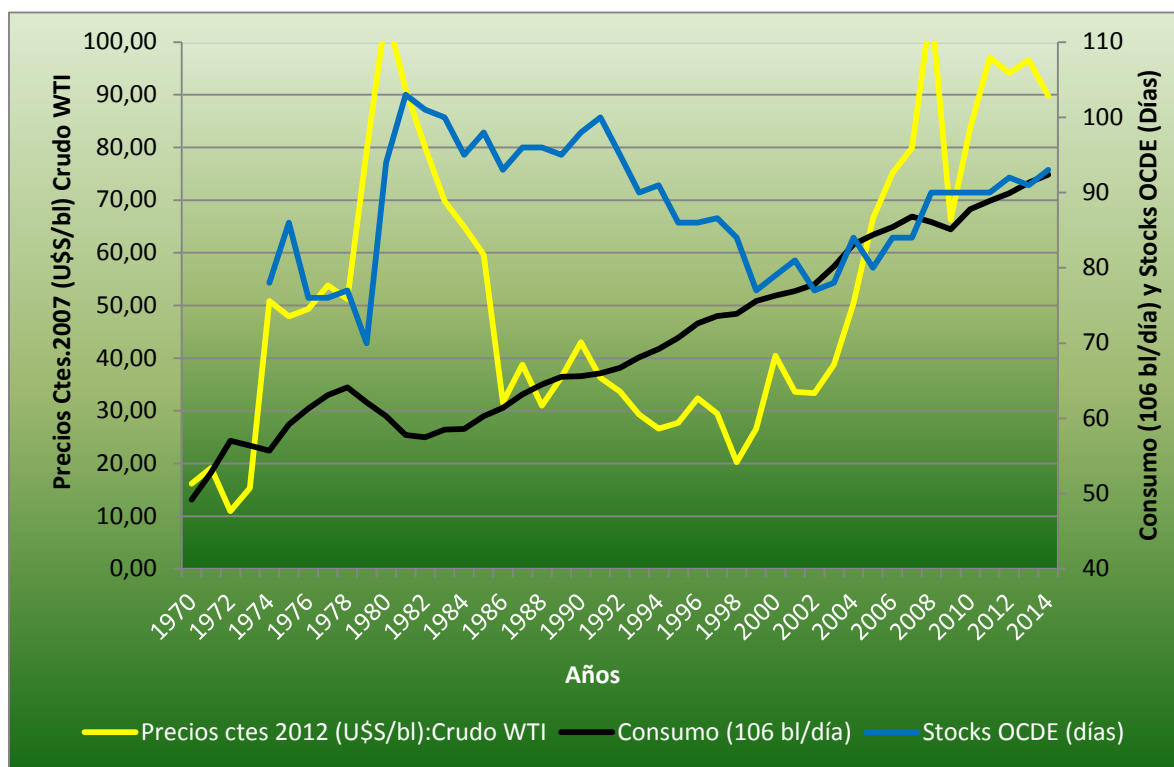


Sintéticamente se pueden considerar varios períodos:

- El primero, anterior al primer shock petrolero de los años 73/74, correspondió al dominio relativo por parte de las empresas multinacionales denominadas “Mayores” caracterizado por precios bajos y estables y que entre 1948 y 1972 oscilaron entre 39,08 u\$s2012/bl y 10,95 u\$s2012/bl. En estos años las “Mayores” controlaban prácticamente toda la cadena petrolera desde las reservas hasta las ventas de derivados, además de la capacidad de gestión y la tecnología.
- El segundo período comprendió el primero y segundo shock petrolero de los años 73/74 y 79/80. El dominio en la etapa upstream (reservas, producción y buena parte de las exportaciones de crudo) lo poseían los países de OPEP y la balanza se inclinaba hacia la oferta.

Los precios se incrementaban fuertemente pasando de 15,35 u\$s2012/bl en 1973 a 105,69 u\$s2012/bl en 1980. Las “Multinacionales” perdían poder y crecían, el consumo y los stocks de petróleo (ver Gráfico N° 6). Cuando para el total mundial se menciona el Consumo prácticamente se podría citar a la producción pues en períodos anuales las tendencias y los valores son muy similares.

Gráfico N° 6. Evolución del Consumo; Precios del crudo WTI en u\$s 2012/bl y días de stock en OCDE: 1970-2014



Fuente: elaboración propia.

- El tercer período corresponde a la década de los años 80.

El dominio relativo estaba en la demanda, representada por la OCDE o sea en los países desarrollados.

Se producía inestabilidad y caída en los precios en moneda constante, desde los 105,69 u\$s2012/bl de 1980 a 30,98 u\$s2012/bl de 1988.

Los consumos disminuían fuertemente hasta 1983 y luego crecían lentamente hasta 1989, pero sin alcanzar los valores de 1979. Las políticas de ahorro y sustitución de petróleo junto con la recesión de las economías provocaban esos efectos. Por el lado de la oferta ingresaban más actores al mercado (los denominados NO OPEP, incluida la URSS) casi todos muy dependientes de los ingresos por las exportaciones de crudo. Las “Mayores” a su vez se convertían también en compradores de petróleo para sus refinerías. Asimismo irrumpían fuertemente los “papeles petroleros” y con ellos la especulación financiera. En definitiva OPEP perdía poder y comenzaban las desavenencias en su seno.

- El cuarto período es el de la década de los años 90 hasta 1998, caracterizado por precios oscilantes entre los 43,01 u\$s2012/bl en 1990 y los 20,26 u\$s2012/bl en 1998. En esta etapa las fuerzas estaban más equilibradas entre la oferta y la demanda, más allá de situaciones coyunturales. USA (por los consumidores), Arabia Saudita (por los productores) y los “Papeles petroleros” por la especulación parecían ser los principales actores en la industria.

Las características principales eran:

- ◆ Un leve incremento del consumo
- ◆ Sobre oferta con mayor número de oferentes
- ◆ La persistencia de problemas dentro de OPEP
- ◆ El desequilibrio económico y cierto caos social en los países de la ex – URSS
- ◆ La crisis en los países de Asia y en los países subdesarrollados de fines de los noventa
- ◆ El regreso de los inversores privados extranjeros al negocio petrolero en los países que habían nacionalizado la industria
- ◆ Las fusiones entre grandes empresas petroleras
- ◆ La búsqueda de acuerdos entre los productores de OPEP y NO OPEP

Este conjunto de efectos unidos a un equivocado manejo de la oferta por OPEP provocaba el segundo contra shock petrolero.

- El quinto período se iniciaba a principios de 1999, con un precio de 26,60 U\$S²⁰¹²/bl y en el año 2008 con 106,68 U\$S²⁰¹²/bl marcaría el tercer shock de precios, con valores que en agosto del 2000 superaban en moneda constante a los de 1987, luego disminuían en el 2001 y 2002. Con la segunda guerra de Irak y sucesos posteriores superaban, en el año 2005, los valores del primer shock petrolero (1974-1978), pero se situaban, todavía cerca del 60% de los valores del segundo shock (1979-1981) y eran casi equivalentes al valor de 1985.

OPEP lograba mantenerse cohesionada pese a las presiones de Estados Unidos y la Unión Europea y ponía en práctica una banda de precios corrientes con un piso de 22 u\$S/bl y un techo de 28 u\$S/bl de crudo Basket (canasta de crudos de OPEP), equivalentes a unos 25 u\$S – 31 u\$S del WTI.

Mientras los precios no salieran de esa banda durante veinte días consecutivos OPEP no iba a alterar sus cuotas de producción.

La otra características de este quinto período fue el temor a que OPEP estuviera produciendo muy cerca de su capacidad, lo cual contribuiría a mantener los niveles de precios alrededor de los 25 – 30 u\$S/bl del WTI durante los meses restantes del 2000 y hasta julio de 2001, siempre en valores corrientes.-.

El 11 de Septiembre del 2001 se producía el atentado terrorista en New York, que provocaba una suba de precios del WTI por encima de los 30 U\$S corrientes/bl. Esta reacción es probable se haya debido a la incertidumbre sobre el futuro de la economía capitalista y la búsqueda de resguardar el valor del dinero no invertido en los papeles petroleros. Esta acción especulativa, junto a la disminución del consumo de petróleo por la crisis en USA, revertiría rápidamente la tendencia y los precios se derrumbaban hasta caer por debajo de la franja de OPEP (25 U\$S/bl del crudo WTI para el mínimo) generándose la reacción de esta organización que la condujo a bajar en un millón de barriles día su producción en los primeros días de noviembre del 2001. Esta tendencia a la baja alcanzó su mínimo en diciembre de 2001. Durante el 2002 la restricción de la producción por parte de la OPEP (bajó casi 1,8 millones de barriles su aporte) y la imposibilidad de las No OPEP de sustituir esos faltantes y una moderada expansión del consumo llevaban a aumentar los precios del WTI por encima de los 31 U\$S corrientes/bl en septiembre del 2002. Luego la segunda guerra de Irak y posteriormente la imposibilidad de este país, ocupado por USA, de incrementar su producción afectada por la Guerra incrementaban el precio hasta cerca de los 50 U\$S/bl en octubre del 2004.

El sexto período, que se verificaba entre los años 2004 a 2007, se caracterizaba por fluctuaciones casi diarias de los precios, situación que marcaba la especulación con los papeles petroleros como la causa principal de esa volatilidad de precios, unida a la incertidumbre sobre la capacidad de OPEP de atender una demanda creciente provocada especialmente por China, India y la recuperación de los países del sudeste asiático.

En julio del año 2008 (valor medio anual de 106,68 U\$s 2012/bl) se alcanzaba el pico máximo en la historia de los precios del crudo con 142,79 U\$S2012/bl. El crecimiento de la demanda mundial al 1.2% a.a entre el año 2004 y 2007, (impulsada por China que lo hacía al 5,5% a.a. y los Países Emergentes que lo hacía al 3.4% a.a), junto con la incertidumbre, no justificada, de que la oferta de petróleo no podría satisfacer la demanda creciente, y especialmente la especulación con los papeles petroleros, demostrada por las oscilaciones diarias, semanales y mensuales, eran los factores que explicaban estos altos precios

El séptimo período comenzaba a fines del tercer trimestre del 2008 y se prolonga hasta fines del 2009 con una caída de los precios desde 142,79 U\$S2012/bl en julio 2008 a 78,43 U\$S2012/bl en Diciembre 2009.

La crisis económica del 2008/2009 afectaba la demanda de petróleo que caía casi en un 1 millón de barriles/ día entre 2008 y 2009, especialmente en los países de la OCDE donde disminuía en casi 2 millones .OPEP reducía su producción en casi 2 millones y medio de barriles/ día y esto contribuirá a la remontada de los precios

El octavo período se extendía desde fines del 2009 hasta septiembre del 2014 con precios que se incrementaban desde los 78,43 U\$S 2012/bl en Diciembre 2009 hasta 90,50 U\$S 2012 /bl en septiembre 2014 y picos de 105 07 U\$S 2012 /bl en Agosto 2013, mientras la OPEP mantenía altos sus niveles de producción, no se vislumbraba una reactivación de la economía en Europa ni el regreso de China a altas tasas de crecimiento

Por el lado de los Consumos diarios en millones de barriles –día se evidenciaban los siguientes valores entre los años 2009 y 2013

Región o País	2009	2013
OCDE	46057	45550
EEUU	18771	18887
EUROPA	13097	12770
CHINA	8300	10750
MUNDO	85111	91331

Fuente; BP Statistical Review.

O sea una caída del consumo en Europa (muy fuerte), y en OCDE, con un leve aumento en EEUU y mucho mayor en CHINA y Resto del Mundo que explicaba el crecimiento del consumo Mundial.

Pero en el Cuadro siguiente se puede apreciar que ocurrirá en el mismo lapso y en igual unidad de medida en lo referente a la Producción.

Región o País	2009	2013
EEUU	7263	10003
OPEP	33978	36829
CHINA	3805	4180

Fuente; BP Statistical Review

O sea que mientras la demanda de los países o regiones esencialmente importadoras se reducía, crecía la oferta de OPEP y, especialmente y, fuertemente la de EEUU, mientras el incremento de China era inferior al del Consumo.

Esto generaba un excedente de crudo que contribuiría a debilitar posteriormente los precios.

El noveno período comenzaba en septiembre del 2014 y se prolongaba en lo que va del 2015.

Se caracterizaba por una muy brusca caída de los precios que podría considerarse casi como un nuevo contra shock. Desde Septiembre del 2014 a enero del 2015 el precio del WTI en dólares del 2012 pasaba de 90,50 U\$S 2012/bl hasta casi 43,71 equivalentes, en moneda constante al precio de 1990 (43,01 U\$S 2012/bl).

Las causas que se mencionaban eran varias:

- La fuerte recesión de las economías mundiales, especialmente en Europa, junto con la disminución de las altas tasas de crecimiento de China, que ha arrastrado hacia la baja los consumos y los precios de casi todas las commodities y con ellas el petróleo.
- La decisión de OPEP de no disminuir sus niveles de producción, como piden casi todos sus miembros excepto Arabia Saudita y los Emiratos, que parecieran querer desatar un guerra de precios con los productores de crudos shale de EEUU, Esta decisión provocaba sobreoferta de crudo en el mundo. ES que el petróleo de Arabia Saudita, hasta fines del 2014 el primer productor del mundo, tendría un costo en boca de pozo no mayor de 20 U\$S/bl y el del shale de EEUU no bajaría, en promedio de los 45-50 U\$S. De todos modos muchos productores del Shale tiene sus inversiones ya hechas y se pueden manejar un tiempo con “costos hundidos”.
- El crecimiento de la producción en EEUU (esencialmente los del Shale Oil) y con ello la disminución de sus importaciones en especial de Venezuela y Arabia Saudita Así en el año 2009 la producción de EEUU cubría el 39 % de su consumo de petróleo y a fines del 2014 llegaba a satisfacer el 63%. De todas maneras EEUU necesitará por varios años seguir importando petróleo y allí aparece el crudo de Canadá como un proveedor “confiable” y socio estratégico.
- Posiblemente y en el corto plazo se muevan los especuladores (parte de los cuales se habrían direccionado hacia las letras del Tesoro de EEUU y hacia el oro), aunque sus márgenes de ganancia relativa sean inferiores con precios más bajos, Es que diariamente se observan en el mercado oscilaciones que sólo pueden explicarse por la especulación, que si bien no fijaría las tendencias si aprovecha las situaciones de corto plazo.
- EEUU utilizaría la disminución de sus importaciones para debilitar a Venezuela, comprándole menos petróleo y a Irán con el efecto de la disminución de la demanda de crudo importado ahora con bajos precios.
- *“El temor a una suba de las tasas y a la deflación, que sería malo para los commodities. En ese contexto, no sería extraño que los comités de inversión de los inversores institucionales hayan empezado a salir masivamente de esta clase de activos, los commodities, y producido parte de esta caída de precios. En otras palabras, más allá de factores como una menor demanda, stocks en aumento, el shale, y una producción y oferta estable por parte de la OPEP, haya factores financieros en juego como consecuencia de la política monetaria esperada de la Fed.”.(DicK Schefer. Profesor de Finanzas UCEMA; Diario Ambito Financiero 8 de enero 2015)*

Por otra parte se verificaba una importante sobreoferta de petróleo, que ha llevado a que se usaran buque tanques y las instalaciones en los yacimientos de petróleo para almacenar el crudo.

El interrogante era hasta cuando duraría la recesión de las economías y si la decisión de OPEP se mantendría en el tiempo, ya que buena parte de los países productores de petróleo estaban acuciados por déficits en sus balances de pagos.

6.2 Las etapas

6.2.1 Antes de 1950: el dominio americano

Hasta 1950 aproximadamente, USA era un país exportador de petróleo y los precios del crudo internacional resultaban relativamente altos. Es que USA tenía altos costos y producía enormes volúmenes de crudo.

Como el costo de producción en otras áreas, Venezuela y Medio Oriente, era mucho menor que en USA y los precios se fijaban en función del crudo de este último país, los beneficios de las compañías resultaban muy altos en la etapa de producción.

Además, los impuestos, que esas compañías pagaban en esa primera etapa, eran establecidos por países extremadamente subdesarrollados que desconocían totalmente el negocio petrolero y en consecuencia resultaban muy bajos. (Por ejemplo: las regalías oscilaban en el 5% y la participación en los beneficios en el 30%).

En cambio, otras actividades más gravadas, como la refinación y comercialización, que también realizaban estas compañías a través de sus filiales en los países industrializados, les reportaban un beneficio en libros mucho menor (se vendían a sí mismas el petróleo crudo bastante caro).

En realidad, al tratarse de compañías integradas, las transacciones internas no respondían a las reglas tradicionales del mercado. Así una compañía productora "vendía" a precio de lista - precio alto- a su filial refinadora y los balances de esta última daban pérdidas a los fines fiscales en los países consumidores.

La rentabilidad de las compañías en la fase de producción alcanzaba tasas del 30-40%, mientras que la empresa integrada denunciaba entre el 10 y 15%.

En los años 1920 a 1930, cuando la única zona de producción de crudo a nivel mundial era Estados Unidos, el precio era función directa del precio FOB, en el Golfo de México. Así el precio CIF de un crudo en cualquier destino era igual al precio FOB Golfo de México, más el costo de transporte desde el Golfo de México, aunque el crudo fuera del Golfo Pérsico, al punto de destino. Era la época de las llamadas tarifas "fantasmas" de transporte.

En los años 1930 a 1940 surgía Venezuela como importante productor-exportador, pero la cercanía al Golfo de México hacía posible el mantenimiento de este punto de referencia.

Después de la segunda guerra mundial -1947- se instituía un segundo punto de referencia -el Golfo Pérsico.

El método consistía en igualar el precio CIF del crudo medio oriental con el precio CIF del crudo americano, de iguales características, en un puerto de Europa nor-occidental. Teniendo

en cuenta el menor costo de transporte de la Costa del Golfo de México a Europa nor-occidental, el precio FOB Golfo Pérsico siempre resultaba menor.

Por ejemplo, el precio FOB de lista de un crudo Iraní liviano (36° API) se determinaba así:

	u\$/barril
- Precio de lista del crudo West Texas Sour (36° API) en boca de pozo	2.44
- Costo de transporte y varios al Golfo de México	+ 0.31
- Precio del crudo West Texas Sour (36° API) FOB Costa del Golfo de México	2.75
- Costo de transporte hasta Europa nor-occidental	+ 1.02
- Precio CIF	3.77
- Costo de Transporte desde Abadán (Irán) a Europa nor-occidental	- 1.55
- Precio FOB de lista del crudo de Irán liviano (36° API) en Abadán	<u>2.22</u>

A mediados de 1948 se modificaba la fórmula. Se reemplazaba el crudo West Texas Sour por el crudo venezolano Oficina (36° API) en puerto La Cruz y se desplazaba de Abadán a Ras Tanura (Arabia) el puerto de referencia medio oriental. Como puerto de igualación de los precios CIF seguía considerándose a Europa nor-occidental. Estos cambios provocaban una caída de los precios FOB de lista en Medio Oriente, ya que el costo de transporte desde el Caribe a Europa era menor que desde el Golfo de México a Europa. El precio FOB de lista del crudo medio oriental bajaba entonces a 2.03 dólares/barril.

Cuando USA comenzaba, a mediados de 1949, a importar crudos del Medio Oriente en volúmenes significativos, cambiaba el puerto de igualación de los precios CIF, desplazándose desde Europa nor-occidental a la costa oriental de USA. El precio FOB de lista Ras Tanura del crudo Arabian Light (36° API) bajaba entonces a 1,75 u\$/barril. Este sistema de determinación rigió, en la práctica, hasta el final de la primera crisis de Suez en 1957. En dólares de 2012 el precio medio del crudo Arabian Light (36° API) era de 39,08 U\$/bl en 1948.

6.2.2 1950-1960: aparecía el Medio Oriente

Después de 1950, aproximadamente, USA se convertía en importador neto, aunque marginal (para USA), sumándose a Europa que era el principal mercado importador. Esta época coincidía con la confirmación de las fabulosas reservas y de muy bajo costo en Medio Oriente.

Fue entonces, cuando se designó a la costa oriental de USA como puerto de referencia para determinar los precios. Todo esto provocaba una caída absoluta de los precios FOB del crudo del Medio Oriente que comenzaba a abastecer al mercado de USA.

Este descenso se mantendría prácticamente hasta 1960, salvo durante el período 1957/58, y coincidiría con la primera crisis de Suez.

Es decir, que la década de los años 50 se caracterizaba por una disminución absoluta en los precios del crudo internacional (especialmente los medio-orientales) que favorecería a Europa y USA. En dólares de 2012 el precio del crudo Arabia Light (36° API) bajaba de 39,08 U\$/bl en 1948 a 33,58 U\$/bl en 1950.

Como el crudo norteamericano continuaba siendo más caro que el importado, USA establecía cupos de importación a fin de proteger a la industria petrolera nacional. Esta época también coincidía con el aumento de valor de las regalías y la imposición en los países productores de Medio Oriente. En consecuencia, al aumentar los costos para las compañías, en los países

productores se establecían las legislaciones norteamericanas que permitían reconocer esos impuestos como pagados en USA.

En 1950, comenzaban a publicarse, por primera vez en forma oficial, las listas de precios de los crudos de Irak y Arabia Saudita y luego de Venezuela, mientras el centro de gravedad de la actividad petrolera se trasladaba hacia Medio Oriente.

Los precios FOB de lista en el Mediterráneo, para los crudos de Medio Oriente, se fijaban en función de los precios FOB en Medio Oriente más las tarifas de transporte en buques tanque desde el Medio Oriente hasta Suez, más el peaje por el Canal.

La terminal en el Mediterráneo -para los crudos medio orientales era Sidón. Si el precio en Sidón hubiera sido más alto que la diferencia de transporte -con relación al mismo crudo en Ras Tanura- el petróleo hubiera sido adquirido en Ras Tanura. En cambio sí en Sidón hubiese sido menor (el precio), la adquisición del producto para el consumo en el Este no se hubiese hecho en Ras Tanura.

De allí esa fórmula de equilibrio.

Es decir, que los precios de lista de los crudos en el Mediterráneo dependían de la evolución de los costos del transporte en buques tanques.

El precio del crudo de Argelia se calculaba según los niveles del Medio Oriente contemplando la diferencia de gravedad (2 centavos de dólar el °API), el menor contenido de azufre y la diferencia de costo de transporte entre Ras Tanura y Philippeville. Ejemplo: el crudo Hassi Messaoud, en 1958, tenía un precio FOB de lista de 2,90 u\$s corrientes/barril para 40° API.

6.2.3 Década de los años 60: el nacimiento de OPEP

En la década de los años 1960, la aparición de OPEP, la presencia del petróleo ruso a precios más bajos en los mercados de Europa Occidental, la creación de numerosas compañías petroleras independientes y estatales, la sobre-oferta, el incremento en las inversiones en exploración; etc., provocaban una disminución en la rentabilidad de las grandes empresas en el área de la producción (a excepción de dos períodos coyunturales: el influido por el cierre del Canal de Suez en 1957 y el afectado por la guerra árabe-israelí de 1967). A pesar de lo cual aumentaban los ingresos totales por los mayores volúmenes vendidos.

OPEP aparecía para estabilizar e incrementar los ingresos tributarios de los países productores-exportadores, que se habían deteriorado en la década anterior bajo el dominio total de las grandes compañías. Así en 1960 el precio del crudo Arabia Light (36° API) en dólares de 2012 bajaba hasta 25,63 U\$S/bl.

Para lograr su objetivo, OPEP establecería los llamados "precios de Lista" a "posted price" sobre los cuales debían pagar sus impuestos las compañías productoras, cualesquiera fueran los precios reales de las transacciones.

Esto se explicaba por lo dicho anteriormente en cuanto a que las operaciones de venta de crudos entre compañías filiales no eran más que meros asientos contables.

Si bien en general, los precios de lista se mantenían estables durante esta década no ocurría lo mismo ni con su valor adquisitivo, ni con los llamados precios realizados (o sea las transacciones de mercado, especialmente entre empresas independientes y países consumidores) que descendían permanentemente.

El precio en Libia: El primer precio de lista se publicaría en 1961 para el crudo Zelten en Marza el Brega. Los precios de los crudos libios se fijaban sin tener en cuenta no sólo la diferencia de gravedad sino también el contenido en parafinas. En general, los precios FOB de lista resultaban más bajos que los equivalentes del Medio Oriente y esta situación originaba más de una disputa entre el gobierno libio y las compañías.

6.2.4 La década de los 70: el auge de OPEP

La década de los años 70, marcaría la decadencia de las empresas multinacionales petroleras en el seno de los países nucleados en OPEP y la búsqueda de nuevas estrategias que les permitieran mantener la posición de preminencia en el plano petrolero mundial.

En 1970, los resultados que mostraban las actividades de las 7 grandes eran los siguientes:

Cuadro N° 4

Compañías	Ganancias Netas	Activo Fijo	% Reintegro acciones	Producción Crudo	% Producción c/relación a Refinación	Venta Productos
STANDARD (NJ)	1310	11300	12.4	6100	115	5700
TEXACO	822	6600	13.5	3200	121	2900
GULFOIL	550	5300	10.7	3100	192	1500
MOBIL	483	4000	10.9	2100	104	2100
SOCAL	455	4100	10.0	2600	147	2400
SHELL	880	9500	10.2	5100	98	5900
BRITISH PETROL.	274	2400	6.9	3700	164	2100

En millones de dólares y miles de Barriles/día.
Fuente: Petroleum Press Service - Mayo 1971.

La producción de crudo de las 7 mayores era el 60% y las ventas de productos representaban el 50%, ambas sobre los totales mundiales, frente a casi un 80% y 70% a comienzos de la década de 1960.

Entre septiembre de 1970 y mediados de 1972, se produjo una elevación generalizada de los precios FOB de lista en todos los países miembros de la (OPEP) (Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Qatar, Abu Dhabi, Libia, Argelia, Indonesia y Nigeria), pese a lo cual en dólares de 2012 el precio del crudo Arabia Light (36° API) caía de 16,20 U\$S/bl en 1970 y a 10,95 U\$S/bl en 1972.

Las causas de la elevación en 1973-74 tuvieron relación directa con los 10 años de caída de dichos precios, a que ya se hizo referencia. Los países buscaban acrecentar sus ingresos, provenientes en gran medida de la exportación de petróleo, y al mismo tiempo procuraban preservar el valor real de los pagos efectuados por las compañías ante la caída en la cotización internacional del dólar estadounidense. Los acuerdos establecidos a mediados de 1971 preveían aumentos graduales de los precios FOB de lista hasta 1975.

El país líder de esta etapa reivindicatoria de los derechos de los productores fue Libia. Para lograr su objetivo debió presionar a las compañías concesionarias mediante: la reducción en los niveles de producción, la suspensión de los programas de exportación de gas natural a Europa y la nacionalización de todas las actividades de distribución de productos petrolíferos y gas natural en territorio libio. El nuevo acuerdo permitió al gobierno libio incrementar el porcentaje de participación fiscal del 50% al 54% ó 58% según la compañía, y el aumento, ya mencionado, de los precios FOB de lista.

Entre 1971 y 1973, subían todos los precios FOB de lista, después de casi 10 años de congelamiento y se incrementaba la participación impositiva.

A partir de los acuerdos de Teherán, Trípoli y Ginebra de 1973, la propiedad de las reservas y de la producción de petróleo fue pasando de manos de las compañías a los países. El acuerdo original partía de la cesión del 20% de los activos en 1973-1974, hasta llegar al 51% en 9 años.

Los acontecimientos se fueron precipitando y luego de las decisiones de Libia, Irak e Irán la tendencia fue lograr no menos del 51% de participación en el menor lapso posible.

Ya se ha dicho que a partir de la creación de la OPEP, los precios de referencia comenzaron a determinarse por acuerdo o negociación entre los países exportadores y las compañías.

En 1973 la balanza comenzaba a inclinarse hacia los gobiernos de los países productores-exportadores y en la reunión de junio de ese año realizada en Ginebra, se estableció una fórmula de determinación de los precios FOB de referencia en función de la evolución de 11 divisas frente al dólar.

Así se acordó que cuando la fluctuación superara el 1%, se realizaría la consiguiente compensación. Este criterio rigió para todos los países del Golfo Pérsico y Nigeria, estableciendo Libia, Venezuela, Indonesia y Argelia los precios por separado.

La fórmula aceptada fue la siguiente:

$$P' = P + T' \left(\frac{B' - A'}{100} \right)$$

Siendo:

- P = Precio existente inmediato anterior
- T' = Precio según acuerdo de Teherán de 1971
- B' = Nuevo precio para el día 23 del mes en estudio
- A' = Precio promedio inmediato anterior
- P' = Precio resultante

Los crudos cercanos al mercado europeo iban a tener un sobrepeso en función de ciertos valores de la tarifa Worldscale (ver Capítulo sobre transporte). Los crudos con poco azufre también tendrían una prima sobre el precio.

Los aumentos registrados durante 1973 se efectivizaban en enero, julio y diciembre y representaban en este último caso incrementos (en dólares corrientes para cada año) oscilantes entre 170 y 180% con relación a 1959. Si en cambio se consideraban -en el mismo período- los precios deflacionados por el valor del oro, se apreciaba una caída en el poder adquisitivo de aproximadamente un 10%.

En octubre de 1973 se produjo otro hecho particular, la utilización del petróleo por los árabes como arma política contra Israel al limitar aquellos sus envíos de crudo a los países con simpatías por la causa israelí.

Durante 1973-1974, OPEP asumió la responsabilidad, prácticamente unilateral, de fijar los precios del crudo. Así a fines de 1973 los precios se duplicaron y a mediados de 1974,

volvieron a duplicarse. En 1974 el precio del Crudo Arabian Light (36° API) llegaba a los 45,97 U\$S 2007/bl.

Es decir, que el poder que las compañías multinacionales detentaban para imponer sus criterios sobre la magnitud de los precios internacionales, omnímodo hasta 1960 y compartido después con OPEP, era cedido (no voluntariamente) a esta última organización.

Este fue un acontecimiento de excepcional importancia y único en cuanto a su vigencia posterior. Era la primera vez que un grupo de países subdesarrollados conseguía fijar por sí mismo el precio de una materia prima y trataba de conservar su poder adquisitivo frente a los bienes manufacturados provistos por países industrializados.

Las causas por las cuales OPEP incrementó los precios en esa magnitud son fácilmente deducibles de los párrafos anteriores y están claramente expuestos en un trabajo del Ing. C. Suárez ⁽²⁾. Que se sintetizan a continuación:

- a) los bajos precios en valores absolutos que desde 1950 tuvieron en los mercados productores
- b) la inestabilidad del dólar y su desvalorización relativa. Los excedentes de esa moneda y los problemas de la balanza de pagos de USA
- c) el alza del precio del oro
- d) la inflación en los países industrializados
- e) el cambio de propiedad de las reservas de crudo de los países de OPEP

Como en muchos otros aspectos de la vida de las sociedades y de las personas, los más perjudicados resultaron los que menos poseían (es decir el llamado: cuarto mundo).

En 1974 decididamente los gobiernos establecieron en forma unilateral los precios de referencia, incrementando (junio 1974 en Quito) los montos de las regalías del 12,5% al 14,5% (Venezuela obtenía el 16,2/3) y acelerando sus planes de nacionalización de los yacimientos.

En esa época OPEP, tenía en estudio el aumento de la imposición para llevarla del 55% a cerca del 80%.

Otro recurso que los países de OPEP utilizaron para controlar los precios fue la restricción de la oferta manteniendo cerrada parte de su capacidad de producción.

El aumento con relación a 1950 en agosto de 1974, medido en dólares constantes de 1950, fue respectivamente para cada uno de los 5 tipos de crudo: del 450%, 380%, 480%, 400% y 212%. Si en cambio se deflacionaba con relación al valor del oro de 1957-1959, se tenía que los precios del crudo en abril de 1974, resultaban un 30% mayores para Arabia Saudita y un 25% menores para Venezuela, con relación al período 1957-1959.

En diciembre 1974, OPEP decidió adoptar un nuevo sistema de precios para la venta del crudo, que en la práctica implicó terminar virtualmente con el método de los precios estipulados.

Desde el 10 de enero de 1975, los precios se determinaban de acuerdo con el promedio de lo que el Gobierno percibía de las compañías petroleras. Para el crudo de Arabia Saudita de 34° API era a principios de 1975 de 47,91 u\$S 2012/barril.

⁽²⁾ "Resumen del informe sobre los precios de la energía a largo plazo" para el "Modelo Mundial Latinoamericano" Ing. C.E. Suárez, 1974. F.B.

A partir del año 1976 se considerará al crudo West Texas Intermediate (WTI) de EEUU como el crudo de referencia en lugar del de Arabia Saudita, ya que el WTI es el que se usa para esos fines en América Latina.

El método de cálculo para el Crudo Libio, se basaba en una regalía de 16,33% y una imposición del 65%.

Para el crudo de Arabia Saudita, la regalía era del 20% y la imposición del 30%.

El 40% del crudo producido en 1975 por las compañías en Arabia Saudita era de su propiedad. El costo resultante para ellas era de 9,92 u\$s corrientes/barril.

El 60% restante les era vendido por el gobierno al 93% del precio estipulado, o sea a 10,46 u\$s corrientes /barril. En consecuencia el precio ponderado del crudo comprado por las compañías (el costo para ellas) era de 10,25 u\$s corrientes /barril que percibía el gobierno.

Las compañías vendían, en precios corrientes, el crudo a no menos del 93% del precio estipulado, o sea a 10,46 u\$s/barril, con lo cual su beneficio en esta etapa era aproximadamente de unos 0,22 u\$s/barril.

En la reunión de Gabón de junio de 1975, la OPEP, discutía nuevamente la posibilidad de incrementar los precios del crudo congelados hasta septiembre de 1975, así como la estrategia de restringir la producción para hacer frente a la caída de la demanda que calculaban en un 4,0% aproximadamente. Efectivamente, la producción de crudo mundial durante 1975, cayó en un 6% con relación a igual período de 1974, correspondiéndoles a los miembros de OPEP un 13%.

Es decir que prácticamente los países de OPEP tenían restringida su capacidad de producción en no menos de un 15% (casi 4.10⁶ bls/día) y representaban entre el 50 y 60% de la producción del mundo.

La posición de restringir aún más la producción fue defendida por Argelia, frente a la oposición de Arabia Saudita, Irán y Venezuela. Otra cuestión discutida fue la de cambiar el dólar americano como moneda para el pago de las transacciones por los Derechos Especiales de Giro (DEG), a fin de resguardar el poder adquisitivo del petróleo frente a las devaluaciones del dólar y el encarecimiento de los bienes de capital importados por OPEP. O sea, una especie de indexación entre el precio del crudo y varios productos industriales. Este método fue resistido abiertamente por las naciones desarrolladas, pues en su vigencia con relación a las materias primas, se basa todo su sistema de dominación del comercio internacional. Volviendo a los DEG, éste es una especie de moneda de reserva que maneja el FMI y es el promedio ponderado de 16 de las monedas principales. Se calcula diariamente sobre los valores en la Bolsa de Londres de todas esas monedas. El dólar representa aproximadamente el 30% en esa ponderación. Por ejemplo, en junio de 1974: 1 DEG ...1,20 u\$s; en septiembre 1975: 1 DEG ...1,18 u\$s; en septiembre 1976: 1 DEG ...1,15 u\$s.

Es decir, que con este criterio el valor del crudo debía haber sido en septiembre de 1975, un 18% mayor al vigente en dólares.

En la reunión de la OPEP de la ciudad de Viena, en Austria, de fines de septiembre de 1975, se decidió aumentar el 10% los precios de costo para las compañías a partir del 1^o de octubre de 1975 y por el lapso de 9 meses.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Arabia Saudita fue el único país que se opuso tenazmente a todo aumento. Pero como las resoluciones de OPEP, deben tomarse por unanimidad en aras de conservar la unidad, finalmente cedió posiciones.

Otros países como Irak y Argelia pedían aumentos del 20 y 30%.

Esto aumentos podrían compensarse, especialmente para los crudos más caros (Nigeria, Libia, Venezuela, Argelia, Indonesia), por la desaparición paulatina o disminución de las primas que los afectaban por su menor contenido en azufre y/o mayor proximidad a los mercados europeos, americanos o japoneses.

Este incremento significó, en dólares corrientes, un mayor desembolso en 1975, para los países importadores de unos 10.000 10^6 u\$s (de los cuales Europa pagó unos 5000 . 10^6 u\$s, USA unos 2.000 . 10^6 u\$s y Japón unos 1.200 . 10^6 u\$s); y América Latina unos 500 . 10^6 (de los cuales casi 250 10^6 u\$s correspondieron a Brasil y unos 40 10^6 u\$s a Argentina).

En el Cuadro N° 5, pueden apreciarse, en dólares corrientes, los precios de referencia, los costos para las compañías y el precio de venta del crudo de los gobiernos que regían a octubre de 1975.

Cuadro N° 5. Precios de Crudos: F.O.B. (u\$s/Barril) - Octubre: 1975

Crudo	API (*)	Precio de lista	Costo compañías		Precio venta gobierno
			Crudo Propio (a)	Readquirido	
Abu Dhabi (Golfo Pers.)	37	12.58	11.16		11.70
Arabia Saudita (GP)	34	12.38	10.93		11.51
Dubai (GP)	32	12.31	10.85		11.45
Irán (GP)	34	12.49*		11.38	11.62
Irak (Basrah)	35	12.52	10.93		11.53
Kuwait (GP)	31	12.25		11.18	11.30
Qatar (GP)	40	12.74	11.24		11.85
Libia (Mediterr.)	40	16.06	11.88		12.32
Argelia (Mediterr.)	Varios				12.75
Nigeria	34	13.07	11.42		12.51
Indonesia	35				12.80
Venezuela	26	14.68			
USA (Texas Oeste)	34	5.08			
Ecuador (Texaco)	29	11.45			

- a) Los crudos del Golfo Pérsico:
 20% regalías
 0,08 - 0,80 u\$s/barril como costo producción
 85% de impuestos.
- Libia: 16,33% regalías
 0,30 u\$s/barril costo de producción
 65% de impuestos.
- Venezuela: Participación impuestos: 72%
 Prima por flete: 1,137 u\$s/barril
 Prima por azufre: 0,07 u\$s/barril por cada 0,1% por debajo de 1,7% de S.
 Recargo del 15% en los crudos de más de 25° API
- USA: El precio del crudo "viejo" estaba controlado. El crudo nuevo tenía precio libre, que oscilaba entre 12,60 y 13,40 u\$s/barril.
- (*) Aproximado.
- Fuente: "The Petroleum Economist", Noviembre 1985.

En el Cuadro N° 6, las diferencias de aumentos, en dólares corrientes, registrados con relación a septiembre de 1975, motivados por la mayor densidad; contenido de azufre y proximidad a mercados competitivos. Este precio de venta era bastante similar a los llamados precios FOB realizados. Desde enero de 1975, también lo publicaban los países exportadores y tenía que ser el mínimo al cual estos países debían vender sus crudos.

Cuadro Nº 6. Precios de crudos (como precios de venta): 1975 (u\$s/barril)

CRUDO	° API	Precio de Venta		Aumento %
		Septiembre	Octubre	
Arabia Liviano	34	10.46	11.51	10.0
Irán Liviano	34	10.67	11.62	8.9
Qatar	40	11.17	11.85	6.0
Kuwait	31	10.37	11.30	9.0
Argelia	Varios	11.75	12.75	8.5
Libia (Brega)	40	11.20	12.32	10.0
Nigeria Liviano	34	11.40	12.61	10.6
Indonesia (Minas)	35	12.60	12.80	1.6
Venezuela (Tía Juana)	31	11.05	12.06*	9.1

(*) Aproximado

Fuente: "The Petroleum Economist", diciembre 1975.

En el Cuadro Nº 7 puede apreciarse el efecto sobre las 7 grandes compañías multinacionales de estas medidas.

Cuadro Nº 7. 1973 - 1974 - 1975. Resultados de las 7 Grandes

Compañía	Año	Ingresos Netos a)	Activo Fijo a)	% Beneficio sobre acciones	Producción Crudo b)	% Producción sobre refinación	Venta de Productos b)	Venta de Gas Natural c)
EXON	73	2443	13.463	18.8	6.718	116	6.178	9.767
	74	3142	14.837	21.3	6.367	123	5.505	9.842
	75	2503	16.152	15.3	5.411	125	4.990	9.658
TEXACO	73	1292	8.477	17.0	4.535	148	3.472	4.516
	74	1586	8.563	18.7	4.507	148	3.446	4.343
	75	831	9.072	9.7	3.770	136	3.241	4.035
GULF	73	800	5.468	14.6	3.137	158	1.781	3.346
	74	1065	6.035	18.7	2.700	138	1.673	2.963
	75	100	6.236	11.2	2.040	120	1.610	2.632
MOBIL	73	849	5.635	15.6	2.522	106	2.482	3.632
	74	1047	6.311	17.2	2.460	115	2.270	3.581
	75	810	6.594	12.4	2.240	109	2.211	3.311
SOCAL	73	844	4.831	15.3	3.735	166	2.259	1.579
	74	970	5.329	16.9	3.815	179	2.184	1.503
	75	773	5.782	12.3	3.025	150	2.116	1.462
SHELL	73	1680	10.189	17.3	6.745	121	5.809	6.351
	74	2680	11.150	19.8	5.941	122	5.125	6.787
	75	2280	12.840	14.9	4.786	111	4.609	6.621
BRITISH PET.	73	757	3.259	16.3	4.780	220	2.200	405
	74	1120	4.030	17.2	4.440	228	1.960	335
	75	398	5.196	6.2	3.440	220	1.760	285

a) 10⁶ u\$s de cada año; b) 10³ b/día; c) 10⁶ pies cúbicos/día.

Fuente: "The Petroleum Economist" - Mayo 1974-1975-1976

- Los ingresos netos se incrementaban un 34% en 1974 sobre 1973 y disminuían un 28% en 1975 sobre 1974.
- El beneficio sobre acciones aumentaba en un 20% promedio sobre 1973 y bajaba en un 40% sobre 1974.
- El Activo Fijo aumentaba en un 11,6% sobre 1973 y en un 9% sobre 1974.
- La producción de Crudo en 1974 era el 50% del mundo y en 1975 el 47%.
- Las ventas de productos en 1974 eran el 49,5% del mundo (excluidos los países Socialistas) frente al 52% de 1973.

De todas maneras las compañías seguían controlando la mayor parte del sector transporte y comercialización en los mercados importadores.

Las causas de esta caída de los beneficios a pesar del aumento de precios del 10% de octubre de 1973 fueron varias:

- a) Disminución de la demanda de petróleo en el mundo.
- b) Mayores costos operativos.
- c) La desaparición -para las compañías más grandes- de la deducción por declinación de los pozos, a partir de enero 1975 en USA.
- d) Mayores impuestos especialmente en el mercado americano.

Los efectos sobre las economías subdesarrolladas significaron en 1974, en dólares corrientes, un costo adicional por importación de petróleo por $8.500 \cdot 10^6$ en relación a 1973 y de $4500 \cdot 10^6$ u\$s en 1975 con relación a 1974.

Sobre los países industrializados provocaron un incremento de $65000 \cdot 10^6$ u\$s en 1974 respecto de 1973 y una leve disminución en 1975 respecto de 1974.

La OPEP por su parte aumentó sus ingresos en $65000 \cdot 10^6$ u\$s en 1974 respecto de 1973 y en $10000 \cdot 10^6$ u\$s en 1975 respecto de 1974.

Los países industrializados recibieron por compras de bienes y servicios de parte de OPEP un ingreso de $60000 \cdot 10^6$ en 1974 y de $65000 \cdot 10^6$ u\$s en 1975.

En consecuencia, el ingreso neto para OPEP fue en 1974 de $28000 \cdot 10^6$ y de $33000 \cdot 10^6$ u\$s en 1975.

Otros efectos atribuidos al alza de precios del petróleo fueron los déficit de las balanzas de pago de los países importadores y la inflación mundial.

El primer efecto quedó demostrado por los costos adicionales entre 1973 y 1975, y fue lógica consecuencia de un cambio en los precios relativos de una materia prima sub evaluada durante no menos de 10 años frente a otros bienes. Tanto es así que en menos de dos años, la mayor parte de las economías afectadas, especialmente USA, algunos países europeos y en menor medida Japón, superaron la crisis. La lección aprendida fue conservar y utilizar mejor un recurso agotable que despilfarraban... por su bajo costo.

El segundo efecto -la inflación mundial- resulta más discutido, así en Italia se efectuaron dos estudios, uno de la Esso y otro de dos economistas⁽³⁾, que analizaron la influencia del aumento del precio del petróleo en Italia entre 1972/73 y 1974.

Sobre una inflación del 25% en los precios al consumo, Esso atribuyó un 12% al aumento del petróleo y las dos economistas sólo un 4%. Estas mismas autoras llegaron a una conclusión similar respecto de Alemania, Francia y Reino Unido.

Todos estos argumentos unidos al nuevo incremento del 10% resuelto por OPEP en Viena, en septiembre de 1975, llevaron a un enfrentamiento entre los países productores y los importadores-consumidores.

En las esferas más variadas que analizaban la situación de las economías de los países desarrollados, se insistía en la necesidad de establecer un mecanismo regulador de los precios del petróleo que fuera resultado del diálogo entre la oferta y la demanda.

Aducían que ese papel lo cumplían primero las siete hermanas y posteriormente ellas y OPEP y después solamente OPEP. Parecía que no confiaban en el buen sentido de esta organización a la que acusaban del descalabro sufrido en 1974 y parte de 1975 por las economías desarrolladas de Occidente.

⁽³⁾ Ver: *Economia delle Fonti di Energia*: N° 2/3-1975-Università Commerciale L. Bocconi, Milano, Italia.

Por estas razones dentro del marco de la OCDE, se creaba en noviembre de 1974 la Agencia Internacional de la Energía ⁽⁴⁾.

Está formada por 19 países: Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Alemania, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Holanda, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia y Francia.

Los objetivos principales de la A.I.E. tienden a economizar el consumo de petróleo; a desarrollar fuentes alternativas; a establecer un diálogo con los países productores, a superar crisis de suministro en forma equitativa, a disminuir y si es posible, anular la influencia de los países de OPEP sobre sus demandas de energía y a incrementar los stocks.

A diferencia de otros organismos internacionales este puede tomar decisiones mayoritarias - por ejemplo en OPEP se necesita unanimidad-sobre ciertos asuntos importantes que obligan a los países miembros. Los participantes tienen votos calificados en función de las facilidades y relaciones con las compañías petroleras. Así USA posee la tercera parte de los votos, Japón el 12% y Alemania el 7%.

El Proyecto más discutido en el seno de la AIE, fue el estadounidense de fijar un precio mínimo garantizado para el crudo a fin de proteger las inversiones para desarrollar nuevas fuentes de energía, o hacer competitivo el petróleo de algunos yacimientos del Mar del Norte y Alaska, por ejemplo.

En marzo de 1976, la A.I.E. aprobaba un precio mínimo de 7 u\$s corrientes /bl., un 60 % del vigente en dólares corrientes pero 2,5 veces más que en 1973.

Otro tipo de reuniones para establecer un diálogo entre los países industrializados y los subdesarrollados fue el llamado Norte-Sur que se reunió en París en diciembre de 1975. Allí ambos definieron sus conocidas posiciones con respecto a la defensa de los precios de las materias primas por un lado y la supervivencia de la economía internacional de mercado "libre" por el otro.

Ya en 1975 comenzaban a plantearse claramente dos líneas en el seno de OPEP, la de los "blandos" (respecto de las políticas de producción y precios) capitaneados por Arabia Saudita e Irán (45% de la producción de OPEP) y la de los "duros" encabezada por Argelia e Irak, que exigían más restricciones a la producción y mayores precios.

En 1976 se tomaban, también en OPEP, dos medidas de importancia: un impulso a la política de nacionalizaciones de las compañías transnacionales y un aumento de las cargas impositivas que se acercaban al 80% de los ingresos de aquellas, Por otra parte se incrementaban fuertemente -a consecuencia de la caída de los precios en valores constantes- el consumo y la producción de petróleo. Esta situación subsistiría hasta 1979.

En 1976, y hasta el mes de septiembre se mantuvieron, con modificaciones marginales, los precios de lista y de venta que se consignaron en el Cuadro N° 5.

La disposición más importante en materia de precios se dio dentro de Estados Unidos, donde en febrero de 1976, se prorrogó el sistema de control de los mismos. Esta resolución implicó reducir el precio medio del crudo nacional de 8.75 u\$s/barril a casi 7,66 u\$s/barril, con las consiguientes ventajas frente a los mercados europeos y japones.

⁽⁴⁾ "L'Energia et l'Europe" - Mary Mauksh, febrero 1975 - Agence Européene de Informations, Bruxelles.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

En Estados Unidos coexistían dos tipos de precios, en dólares corrientes, para el crudo nacional; para el llamado viejo era de 5,25 u\$/barril y para el crudo nuevo de 11,28 u\$/barril. El primero representaba aproximadamente el 60% de la producción.

Si se comparan los cuadros N° 5 y N° 8, en dólares corrientes, puede deducirse:

- i) Los precios de los crudos de Abu Dhabi; el de Arabia liviano, el de Irán liviano, los de Qatar (livianos) permanecieron sin variantes entre octubre de 1975 y septiembre de 1976.

Cuadro N° 8. Precios de crudos: F.O.B. (u\$/barril). Agosto 1976

Crudo	API	Precio de lista	Costo compañías		Precio venta Gobierno
			Crudo Propio (a)	Crudo Readquirido	
Abu Dhabi	37	12.58	11.16	11.70	11.70
Arabia Saudita	34	12.38	10.93	11.51	11.51
Irán	34	12.49		11.40	11.62
Irak	35	s.i.		s.i.	11.43
Kuwait	31	s.i.		11.08	11.23
Qatar	40	12.74	11.24	11.85	11.85
Libia	40	16.35	s.i.	12.62	12.62
Argelia	42	-	-	-	13.00
Nigeria	34	13.82	12.28	13.01	13.01
Indonesia	35	-		11.65	12.80
Venezuela	26				11.32
USA (Texas Oeste)	32	5.12			

a) Ver llamada Cuadro N° 5.
s.i.: sin información.

- ii) Los crudos de Caltex en Indonesia pasaron de tributar 10,65 u\$/barril a 11,65 u\$/barril, desde enero de 1976, pero el precio de venta continuó en 12,80. La participación del Estado pasó del 65/35 al 73/27 ó 85/15.
- iii) Los crudos medios y pesados de Arabia, Irán y Kuwait disminuyeron sus precios entre un 0,45 y 0,90% como consecuencia de la menor demanda mundial de productos pesados.
- iv) Los precios de los crudos livianos con ventajas relativas respecto de los mercados europeos y estadounidense, incrementaron sus precios. Libia (40° API) en 2,0%; Nigeria (34° API) 3,0% y Argelia 2%.
- v) Venezuela aumentó el precio de sus crudos semipesados (26°API) de 11,22 a 11,32 u\$/barril, pero el de sus crudos muy pesados (10° PAI) lo rebajó de 9,70 a 9,60 en u\$/barril. Estos aumentos reflejaban la consecuente mayor demanda de USA.

En las reuniones de OPEP, especialmente la de fines de mayo de 1976, en Indonesia, se volvía a insistir en la necesidad de modificar los precios diferenciales de los crudos que hasta ese momento se basaban en la asignación de precios o descuentos según la gravedad, el contenido de azufre y las distancias a los mercados consumidores.

Existía una tendencia creciente en incorporar como sistema el que propiciaba Argelia y que se basaba en el valor económico resultante de su rendimiento en las refinerías de los mercados importadores. Para realizar el análisis se tomarían 26 crudos y cuatro mercados: Europa, Japón, USA y Caribe. Después se efectuarían correcciones según los fletes para su transporte y los precios FOB. Todos los crudos se referirían entonces a esos patrones con una banda oscilante en (-) cinco por ciento. (Este sistema es el conocido Netback).

Los precios de lista y de venta que habían permanecido prácticamente estables desde octubre de 1975, se modificaban por decisión de la OPEP en la reunión de Qatar de diciembre de 1976. La mayoría de los países nucleados en esa organización decidía un incremento en los precios del 10% a partir de enero de 1977 y un 5% adicional a partir del 1° de julio del mismo año.

Por primera vez desde los aumentos de 1973-1974, se producía un desacuerdo en el seno de la OPEP, entre Arabia Saudita y la Unión de Emiratos Arabes, con el resto de los países, que en los hechos implicaba el establecimiento de un sistema no homogéneo de aumentos. Así Arabia y los Emiratos decidían aumentar solamente un 5% del precio de sus crudos y por todo el año 1977.

De esa manera el crudo WTI se incrementaba de 49,31 u\$s2012 a 53,82u\$s, mientras que el mismo petróleo de Irán lo hacía desde 449,67 a 61,30 u\$s/b.

Los cuatro miembros disidentes producían en conjunto, a esa fecha; alrededor del 35% de la producción total de OPEP y estaban teóricamente en condiciones de aumentar su oferta en un 30% aproximadamente, elevando su participación en el conjunto de OPEP a un 45%.

Por supuesto se presentaron problemas de operación, transporte y políticos que impidieron la concreción por parte de Arabia Saudita; Abu Dhabi, Dubai y Sharjah de las metas propuestas. Por otra parte, los restantes países de OPEP decidían disminuir sus niveles de "producción" para contrarrestar la mayor oferta de los "disidentes".

En general, los aumentos de precios de venta publicados por los países fueron mayores para los crudos livianos que para los pesados. Indonesia, a pesar de aceptar la postura de OPEP, sólo aumentó un 7% su petróleo de Minas de 35º API.

Los resultados del desacuerdo de precios del primer semestre de 1977 no fueron favorables a OPEP desde el punto de vista de la unidad de la organización y existió en ese período una fuerte presión por parte del mundo desarrollado para provocar una ruptura definitiva entre Arabia Saudita y el resto de OPEP.

La política de incrementar la participación de Arabia y los Emiratos Árabes no dio los resultados esperados pues en el último cuatrimestre de 1976 esos países representaban el 34% de la producción de OPEP y en los cinco primeros meses de 1977 llegaron a representar el 36%.

Estos problemas condujeron a que en la conferencia de Estocolmo del mes de julio de 1977, Arabia y los Emiratos depusieran su actitud, incrementaran un 5% sus precios y los países restantes resolvieron no aplicar la disposición del mes de diciembre de 1976, en cuanto al aumento de otro 5% al precio de sus crudos.

De esta manera volvieron a unificarse los precios publicados de venta -aunque se conservarían diferencias entre ellos y las transacciones reales- y quedaron latentes posiciones bastante diferentes entre los países de la organización, cuya estabilidad aparecía menos segura que en 1974.

En la reunión de OPEP de Caracas de fines de diciembre de 1977, la organización dejó en suspenso la aplicación de un nuevo aumento de precios e Irán el segundo productor de OPEP después de Arabia se incorporó a una posición cercana a la de Arabia Saudita. Estos dos países indicaron la inconveniencia de incrementar los precios durante 1978, para no contribuir a acelerar el proceso inflacionario mundial y "debilitar" las economías del mundo industrializado.

Por otra parte, los gobiernos de OPEP seguían analizando seriamente la posibilidad de tomar a los Derechos especiales de Giro del FMI como moneda patrón para sus transacciones en lugar del dólar que tenía en los primeros meses de 1976 fluctuaciones hacia abajo poco alentadoras, como consecuencia del déficit de balance de pagos de USA.

Los acontecimientos ocurridos en Irán con la caída del Cha durante 1978, junto a las ventas a precios altos de las compañías multinacionales (que recibían el petróleo a precios FOB por debajo de los precios de lista por parte de los países de OPEP y los realizaban a precios mayores que los publicados) provocaron junto con la inflación y caída del poder adquisitivo de las exportaciones de crudo, una corriente favorable a la llamada línea dura de OPEP que culminó con los aumentos de precios dispuestos por la organización en la reunión de Abu Dhabi de diciembre de 1978.

Todo el año 1978 se caracterizó por un descuento entre los precios publicados y los de venta o realizados por los gobiernos oscilante entre un 5% y 10% (ver Cuadro N° 9, en dólares corrientes).

Cuadro N° 9. Precios de Crudo: FOB (u\$s/barril) a diciembre 1978

CRUDO	° API	Precio de lista	Precio de venta
Abu Dhabi	37	14.02	13.04
Arabia Saudita	34	13.66	12.70
Irán	34	19.00	17.27
Irak	35	-	12.60
Kuwait	31	-	12.22
Qatar	-	-	13.19
Libia	40	18.17	13.85
Argelia	44	-	14.18
Nigeria	37	14.04	14.12
Indonesia	35	-	13.55
Venezuela	35	-	13.99
USA b*		9.97	
Ecuador		20.20	20.20
México			13.70

a) Ver llamado Cuadro N° 5. b* Precios controlados por el gobierno.
Fuente: "The Petroleum Economist" Diciembre 1978.

Los factores arriba citados condujeron a un aumento de precios progresivo para 1979 que implicaba el 5% en enero; el 3,82 en abril; el 2,29% en julio y 2,69% en octubre, o sea un aumento acumulado del 14,5% respecto de diciembre de 1978 (ver Cuadro N° 10).

De todas maneras en los primeros meses de 1979 y últimos de 1978, Irán realizaba incrementos suplementarios a los indicados. La mayor parte de los países aplicó esos aumentos suplementarios.

En consecuencia en febrero de 1979 en Ginebra OPEP decidía, ante la situación anárquica creada, adelantar los aumentos previstos para octubre a marzo de 1979, sugiriendo que el otorgamiento de descuentos y sobrepagos quedara a decisión de los gobiernos. Esta medida condujo a generar un mercado de precios menos rígidos pero hacia arriba. Los gobiernos por su parte sólo iban a otorgar los descuentos a las empresas y gobiernos de países "amigos" pero no a las multinacionales.

Cuadro Nº 10. Precios de Crudo: FOB (u\$s corrientes/barril) a octubre 1979

CRUDO	° API	Precio oficial	Precio de venta "spot"
Abu Dhabi	37	21.36	38.5
Arabia Saudita	34	18.0	38.00
Irán	34	23.50	38.00
Irak	35	21.96	38.00
Kuwait	31	20.49	36.0
Qatar	40	21.42	39.0
Libia	40	26.22	40.0
Argelia	44	26.27	41.20
Nigeria	37	26.26	40.4
Indonesia	35	23.50	...
Venezuela	35	22.45	...
Ecuador	30		37.70
Inglaterra	37		40.15
México	34		37.90

Fuente: "The Petroleum Economist". Noviembre 1979. "OPEC REVIEW", Vol. III, Nº 2, 1979.

A pesar de los aumentos de precio del crudo desde 1974 a 1978, el superávit de OPEP disminuyó, en dólares corrientes, desde 65.000 a 15.100 millones de dólares. En América Latina los países más perjudicados fueron los Centroamericanos; Brasil; Uruguay y Colombia.

Brasil debió gastar en 1979, en dólares corrientes, unos 460 millones de dólares; Colombia 310 millones y los países Centroamericanos unos 490 millones de dólares.

A junio de 1979, las diferencias entre los precios de venta oficiales de los países de OPEP y los precios de corto plazo oscilaban en más 30-50%.

Todo esto a pesar de los esfuerzos de la Conferencia de OPEP reunida en Ginebra en junio de 1979.

En diciembre de 1979, se reunía la Conferencia de OPEP en Caracas, sin logros en el difícil y debatido tema de la unificación de los precios de venta por parte de los países miembros. Muy por el contrario, se ponían de manifiesto los conflictos de intereses entre los países miembros y en definitiva Arabia Saudita aumentaba el precio de su crudo liviano de 18 u\$s corrientes a 24 u\$s/bl, retroactivo al 1º de noviembre.

El problema radicaba básicamente en los jugosos beneficios extras que la venta en el mercado "spot", a altos precios, deparaba a buena parte de los miembros de OPEP.

En síntesis, el año 1979, como consecuencia visible de la revolución islámica de Irán y la guerra con Irak, mostraba un cambio sustancial en la estructura de precios del petróleo, cuyo resultado más notable fue la desunificación de los precios de los crudos entre los países de OPEP.

Las razones de esta situación, se sustentaban en la caída de las exportaciones de Irán desde los casi 5.10⁶ bl/día, hasta menos de 1.10⁶ bl/día en 1979, motivada por la guerra de Irak, que no fueron compensados por los incrementos en la producción de los restantes países de OPEP (especialmente Arabia Saudita e Irak).

Por otra parte, las naciones de la OCDE, por recomendación de la AIE, se lanzaban a incrementar sus stocks de Crudos que a fines de 1979 alcanzaban a casi el 20% de la producción mundial de ese año y se acercaban a los casi 120 días de consumo de los países industrializados.

A su vez la ARAMCO (compañía americana-saudita), vendía a sus socios el crudo a precios oficiales y estos (las multinacionales) lo vendían a su vez a un 30%-40% más caro, haciendo una ganancia de 8 a 9 u\$s corrientes/bl.

El aporte de este crudo saudita era de unos 8 a 8,5 10^6 bls/día, casi el 30% del crudo de OPEP.

Ante esa situación, las empresas nacionales de OPEP, comenzaron a sustituir gradualmente a las multinacionales en el mercado spot y se apoderaron de casi las 4/5 partes de las transacciones realizadas en el mismo y con ello también de los suculentos beneficios.

Otro elemento desencadenante fue la escasez relativa de los crudos livianos, cuyos precios se incrementaron más que los de los crudos pesados. Para mostrar los resultados de esta política de precios se puede mencionar que las ganancias de las compañías, en dólares corrientes, aumentaban en casi un 50%, con relación a 1978, aproximadamente unos 10450 10^6 u\$s. Los ingresos de OPEP se elevaban desde 132.600 10^6 u\$s en 1978 a casi 200.000 10^6 u\$s en 1979. En contrapartida los países del Cuarto Mundo destinaban unos 65000 10^6 u\$s a importar petróleo.

A todo esto, las naciones industrializadas de OCDE, a través de la AIE aprobaban en diciembre de 1979 la aplicación, en cada una de ellas de límites máximos a la importación de petróleo durante 1980, a fin de contrarrestar por el lado de la demanda la estampida de precios en el mercado "spot".

En definitiva, los precios promedios de OPEP, de los 13,50 u\$s corrientes/bl de fines de 1978, se elevaban a 26,80 u\$s/bl en diciembre de 1979.

En el año 1979, el precio del crudo WTI alcanzaba los 79,25 U\$S 2012/bl.

La situación de las Siete Grandes entre 1976 y 1979 se aprecia en el Cuadro N° 11, en dólares corrientes.

En el primer semestre de 1976, los ingresos netos de las siete mayores se incrementaban un 16% con relación a igual período de 1975, evidenciando también la recuperación observada en el consumo mundial y la estabilidad de los precios desde octubre de 1975.

En 1977 los ingresos netos aumentaban un 2%; en 1978 caían un 1,5% y en 1979 se incrementaban un 108%.

Cuadro Nº 11. 1976 – 1979. Resultados de las Siete Grandes

Compañía	Año	Ingresos Netos	Activo Fijo	% Beneficio sobre acciones	Producción Crudo b)	% Producción sobre refinación	Venta de Productos b)	Venta de Gas Natural c)
EXXON	76	2641	13671	14.9	5576	128	5353	10678
	77	2443	20491	13.1	4871	112	5266	10488
	78	2763	22806	14.0	4533	102	5390	10368
	79	4295	26293	20.1	4444	103	5319	10181
TEXACO	76	870	9561	9.8	4015	140	3277	3927
	77	890	10456	10.2	3933	137	3227	3883
	78	852	10707	9.2	3552	127	3236	3894
	79	1759	10783	17.7	3626	127	3138	3646
GULF	76	816	6632	12.2	1801	106	1609	2319
	77	752	8332	10.5	1687	96	1669	2170
	78	791	9063	10.5	1591	90	1683	2153
	79	1322	9844	16.3	1729	91.8	1684	2361
MOBIL	76	943	8605	13.0	2156	105	2264	3146
	77	999	9392	12.6	2370	113	2295	3240
	78	1125	10161	13.1	2117	103	2374	3200
	79	2207	13103	20.5	2180	106	2363	3640
SOCAL	76	880	5062	13.0	3542	157	2339	1502
	77	1006	6785	13.9	3403	148	2455	1775
	78	1196	7153	14.0	3290	149	2455	1712
	79	1785	7309	20.7	3199	143	2479	1459
SHELL	76	3055	15380	18.0	4732	113	4642	6714
	77	3329	19071	19.2	4847	113	4676	6674
	78	2450	22469	14.1	4714	111	4899	6439
	79	6885	29660	33.2	4555	108	4712	6516
BRITISH PET.	76	423	7393	7.4		199	1920	350
	77	384	7762	9.8		199	1940	357
	78	560	9600	11.2	3720	186	2390	385
	79	2044	9984	37.0	3260	142	2620	332
TOTAL	76	9628						
	77	9803						
	78	9648						
	79	20097	106976		22993		22315	28135

Fuente: "The Petroleum Economist", mayo 1977 - 1978 - 1979 - 1980.

6.2.5 El quinquenio 1980-1984: ¿la decadencia de OPEP?

Los acontecimientos de fines de la década de los años 70, provocarían un caos de precios dentro de OPEP y el enfrentamiento entre "duros" y "blandos".

Otro elemento que contribuiría a debilitar la unidad de OPEP sería la guerra de Irán-Irak, que además generaría una menor oferta de casi 4.10⁶ bls/día en un mercado que comenzaba a saturarse por el afán de vender a altos precios.

Arabia Saudita no subiría los precios en la magnitud indicada por OPEP y trataría de compensar, aumentando su producción, los menores volúmenes de Irán e Irak.

A todo esto la estrategia de la Agencia Internacional de la Energía sería limitar el consumo de petróleo e incrementar los stocks, para enfrentar y quizá dividir a la OPEP.

Esta estrategia comenzaría a dar sus frutos a fines de 1980 (debe recordarse que Arabia Saudita mantenía altos niveles de producción y precios más bajos).

Otra medida de más largo plazo, en los países industrializados, fue la liberación de los precios internos del crudo en USA, que eran inferiores a los de importación, con el objeto de incrementar los beneficios de las compañías y alentarlas a buscar petróleo dentro de USA.

A todo esto en mayo de 1980, se reunió la OPEP en Taif (Arabia Saudita) en un marco de caos respecto de los precios.

Arabia Saudita había vuelto a subir en dos dólares el precio de su crudo liviano, llevándolo a 26 u\$s corrientes/bl desde enero de 1980, en un esfuerzo por unificar los precios de los países miembros.

Luego de esta reunión -que tampoco logró aportes satisfactorios en el tema de los precios- se volvió a producir otro incremento en los precios oficiales de los países, de manera que los sauditas llevaron su crudo liviano a 28 u\$s corrientes y Argelia el suyo a 38,21 u\$s corrientes/bl.

En Argelia, en el mes de junio, los miembros aprobaron un nuevo aumento que elevó el precio base a 32 u\$s corrientes/bl, mientras Arabia Saudita decidía mantener el suyo en los 28 u\$s corrientes/bl. Este país adujo que el mercado estaba saturado, que los países industrializados tenían niveles de stock suficientemente altos como para contraer la demanda y que no estaba dispuesto a disminuir su nivel de producción. Por otra parte, los precios oficiales y los del mercado "spot" comenzaban a converger especialmente para los crudos más caros. (El Crudo argelino Shara B, se cotizaba en el mercado "spot" en junio a 38,20 u\$s corrientes/bl y su precio oficial estaba en 35,20 u\$s corrientes/bl, cuando en el mes de enero llegaba a 43 u\$s corrientes/bl, frente a 34,50 u\$s corrientes/bl, respectivamente).

La decisión más importante de la reunión de Argel, fue establecer -mejor recomendar- un precio máximo para el crudo liviano de 37 u\$s corrientes/bl y un precio base de 32 u\$s corrientes/bl, pero dejando en libertad a cada país para decir cuando llegarían a esos niveles.

En septiembre de 1980, los miembros de OPEP se reunieron en Viena pero tampoco hubo acuerdo de unificación a pesar de la decisión de Arabia Saudita de llevar su crudo leader a 30 u\$s corrientes/bl y no aceptar reducciones en su producción de 9,5 10⁶ bl/día.

Nuevamente en noviembre de 1980, incrementaba Arabia Saudita el precio de su crudo liviano de 34^o API, llevándolo a 32 u\$s corrientes/bl y aproximándolo al del resto de los países de OPEP. En el mercado Spot se producía un pequeño pico de elevación de precios, coincidente con la estrategia de los países industrializados de seguir incrementando sus stocks con los meses de inviernos en el hemisferio norte.

En el 1980, el crudo WTI llegaba a los 105,69 U\$S₂₀₁₂/bl, precio anual máximo de la historia de precios desde 1948 en dólares del 2012 (el máximo precio histórico anual, en la serie extendida hasta el año 2014, se verificaría en el año 2008 con 106,68 U\$S₂₀₁₂/bl).

Durante 1981, el caos de precios dentro de OPEP continuaba, logrando Arabia Saudita, que los precios oficiales de venta se congelaran entre los meses de octubre y noviembre.

En 1981 se observaba un exceso de oferta de aproximadamente el 25% de la producción manteniendo OPEP por esa causa, casi el 50% de su capacidad ociosa.

Los crudos de África (Nigeria y Libia especialmente) de tipo liviano y más caros, quedaban fuertemente descolocados en el mercado, hasta el punto de resultar la producción de ambos países en 1981 la mitad de la de 1979.

A fines de 1981 los precios spot caían por debajo de los precios oficiales de venta. Las causas habrían sido fundamentalmente:

- La caída de la demanda en los países de la OCDE

- Un exceso de oferta (Arabia Saudita)
- Los casi 106 días de stock de los países de la OCDE

Los primeros meses de 1982 mostraban el mantenimiento de las tendencias declinantes de 1981, e incluso se producían ventas por debajo de los precios oficiales. Por ejemplo en Irán eran inferiores a 29 u\$s corrientes/bl, es decir casi un 30% menos que a fines de 1980.

Entre los años 1982 y 1985 se sucedían una serie de conflictos en el seno de la OPEP sobre precios y niveles de producción y parecía que la desunión se iba a extender a la toma de decisiones sobre otros temas menos conflictivos, como por ejemplo la agilización de la agencia de noticias de OPEP y la estrategia para formular proyectos de asistencia a los países en desarrollo.

Se puede decir que tres factores exógenos se conjugaban para desacelerar los precios "spot" en el período 1981-1984 (ver Cuadro N° 12).

- El debilitamiento de la demanda (evidenciado por las fuertes caídas en el consumo de países europeos y en USA).
- Un excedente por el lado de la oferta (estimado hasta el conflicto Irán-Irak, en casi 2,5.10⁶ bls/día) y
- un alto nivel de stock en los países desarrollados (superaban los 95 días de consumo).

Cuadro N° 12. Precios de Crudos; FOB (u\$s corrientes/bl). Noviembre 1980-Octubre 1981-Febrero 1982-Abril 1984

Crudo	° API	Precio Oficial				Precio "Spot"			
		Nov. 1980	Oct. 1981	Feb. 1982	Abr. 1984	Nov. 1980	Oct. 1981	Feb. 1982	Abr. 1984
ABU DHABI	37	33.36	36.36	35.40	29.36
ARABIA SAUD	34	32.00	34.00	34.00	29.00	41.25	33.31	30.34	27.65
IRAN	34	35.37	37.00	30.20	28.00	41.25	33.56	30.34	27.75
IRAK	35	31.96	34.71	34.21	29.43	41.25	33.31	30.34	28.45
KUWAIT	31	31.50	35.50	32.30	27.30	40.25	31.44	27.59	27.00
QATAR	40	33.42	37.42	35.45	29.49	42.25	34.31	31.31	28.91
LIBIA	40	39.68	38.68	36.50	31.15	41.50	36.81	32.31	30.05
ARGELIA*	44	37.00	40.00	37.00	30.50	42.25	37.21	32.75	30.20
NIGERIA	37	37.02	34.52	36.52	30.02	42.0	37.15	32.75	28.60
INDONESIA	35	31.50	35.00	35.00	29.53
VENEZUELA	35	34.85	38.06	37.06	31.09
ECUADOR	30					40.38	33.75	30.19	28.63
INGLATERRA	37	36.25	35.00	36.50	30.00	43.38	36.34	30.50	30.13
MEXICO	34	34.50	34.00	35.00	29.00	41.00	34.25	30.44	28.88

Fuente: "Petroleum Economist" varios números. "OPEC", varios números.

En 1984 el precio del crudo WTI había bajado hasta 64,91 U\$S2012/bl, un 27% por encima del valor de 1974.

6.2.6 La segunda mitad de la década de los años 80

- Ya no serán los países de OPEP y/o las siete hermanas, las que dominarán el mercado. Ahora el manejo de la producción y de las reservas de crudo se realizaría en forma más marcada por los gobiernos de los países productores, en muchos casos a través de sus empresas nacionales (ver Cuadro N° 13).

Cuadro N° 13. Participación de las compañías gubernamentales; 7 Hermanas e independientes en la producción de los países de OPEP y algunos productores no OPEP en 1986 (%)

Países	Gobiernos y compañías nacionales	7 Hermanas	Independ.
<u>OPEP (1)</u>	87	7	6
Argelia	97	-	3
Ecuador	63	37	-
Gabón	25	19	56
Indonesia	57	41	2
Irán	100	-	-
Irak	100	-	-
Kuwait	89	-	11
Libia	75	-	25
Nigeria	67	24	9
Qatar	100	-	-
Arabia Saudita	97	-	3
Emiratos Arabes	63	29	8
Venezuela	100	-	-
<u>NO OPEP (2)</u>	71 (*)		
México	100		
Reino Unido	34 (*)		
Noruega	33		
Egipto	79		
India	100		
Argentina (+)	67		
Brasil	100		
Australia-Nueva Zelandia	20		
Malasia	25		
Omán	59		
Colombia	56		
Angola	42		
Perú	50		
Camerún	20		

Fuentes:

(1) OPEC Annual Statistical Bulletin: 1986

(2) Citado por J.M. Martin en "L'avenir du marché pétrolier". Futuribles. Juin 1988.

(*) Fundamentalmente una de las 7 Hermanas: la BP. Se excluye.

(+) Anuario Combustibles 1986, Secretaría de Energía, Argentina.

- Muchos países vendían directamente el petróleo a los compradores sin intermediación.
- A pesar de ello hay que destacar que desde 1984 muchas de estas transacciones se realizaban en forma de trueque, a cambio de bienes de capital, productos industriales y agrícolas, instalaciones energéticas, etc. En el Cuadro N° 14, se pueden apreciar una serie de acuerdos de trueque por unos 17500 10⁶ dólares corrientes entre países de OPEP y otros de la OCDE, Taiwan, Brasil, China y la ex-URSS.

Cuadro N° 14. Principales acuerdos petroleros de trueque

Fecha	Exportador	Importador	Ciáusulas del acuerdo
Mayo	1984 Irán	Taiwán	(a)
Agosto	1984 Arabia Saudita	USA	(b)
Agosto	1984 Irán	URSS	(c)
Septiembre	1984 Irak	Francia	(d)
Octubre	1984 Libia	Grecia	(d)
Octubre	1984 Abu Dhabi	Francia	(f)
Enero	1985 Irán	Turquía	(g)
Enero	1985 Nigeria	Austria	(h)
Enero	1985 Irak	Brasil	(i)
Enero	1985 Irak	Brasil/China	(j)
Mayo	1985 Nigeria	Francia	(k)
Junio	1985 Nigeria	Italia	(l)
Agosto	1985 Nigeria	Canadá	(m)
Febrero	1986 Arabia Saudita	Reino Unido	(n)

- (a) Intercambio de petróleo contra textiles, productos químicos y alimentos. Valor: Mil millones de dólares.
 (b) 10 aviones Boeing 747-300 contra 30 millones de barriles durante 12 meses. Valor: Mil millones de dólares.
 (c) Materiales de construcción y realización de obras públicas contra 61.000 barril diarios durante un año.
 (d) ELF y TOTAL extraen 4 millones de toneladas de petróleo bruto en 1984/1985 contra la cancelación de una parte de la deuda pública externa de Irak. Valor: Mil millones de dólares.
 (e) Productos industriales y agrícolas contra 3 millones de toneladas de petróleo bruto durante 3 años. Valor: Mil millones de dólares.
 (f) 18 aviones Mirage-2000 pagados con 2 millones de toneladas. Valor: 430 millones de dólares.
 (g) Acuerdo comercial por 3 mil millones de dólares previendo el envío de 6 millones de toneladas/año durante un año.
 (h) Bienes de capital, materiales de construcción y acero contra 70.000 barriles/día durante un año. Valor: 1,5 miles de millones de dólares.
 (i) 100.000 automóviles Volkswagen contra 2.5 mt de petróleo bruto. Valor: 630 millones de dólares.
 (j) Construcción de una central hidroeléctrica de 1.500 MW. Valor: 1.4 mil millones de dólares.
 (k) Repuestos de automóvil, productos primarios y farmacéuticos. Valor: 375 millones de dólares.
 (l) 350 km de gasoductos, repuestos para automóviles. Valor: 600 millones de dólares.
 (m) Bienes de capital. Valor: 1.000 millones de dólares.
 (n) 72 cazas bombarderos tornado - 30 aviones de entrenamiento. 30 aviones Platus. Valor: 4.000 millones de dólares.
- Fuente: Jean Pierre Angelier "Les Accords Pétroliers de Troc", "Revue de l'energie", marzo 1986.

- Las compañías petroleras asumían también el papel de compradoras de crudo.
- La oferta de petróleo y productos estaba más diversificada. Antes de 1970, 8 compañías manejaban casi el 80% del mercado internacional. Ahora había más de 150 Compañías y compras y ventas de gobierno a gobierno. Es decir que el mercado era más competitivo.
- Había más países exportadores de crudo. Es decir que además de los de OPEP estaban otros como México, Egipto, El Reino Unido, la ex-URSS y Noruega, que no siempre accionaban concertadamente.
- Ya no habían contratos de suministro a largo plazo entre las compañías petroleras, a veces filiales unas de otras.
- Aumentaban las transacciones a término **y aparecían los papeles petroleros.**
- Estados Unidos al adoptar el precio internacional para su mercado interno, generaba hasta 1986, cuantiosos beneficios y atractivos a los inversionistas locales.
- La OPEP mostraba signos de debilidad y cada vez le resultaba más difícil lograr acuerdos unánimes entre sus países miembros.
- Los países de la OCDE habían recuperado la iniciativa en el manejo del mercado petrolero.
- URSS incrementaba su dependencia de los ingresos de las exportaciones de petróleo a los países de Occidente.

- El entorno económico de los países desarrollados, no parecía propicio para incrementar el consumo de petróleo espectacularmente.
- Los precios del crudo caían desde los 28,06 u\$s corrientes/bl en 1984 a 13,10 u\$s corrientes/bl en 1986. Estos valores expresados en u\$s 2012, equivalían a 64,91 en 1984; 31,61 u\$s/bl en 1986, cuando en 1974 el crudo se vendía a 50,86 u\$s/bl.
- Los viejos precios "oficiales" o "de contrato" dejaban de usarse en las transacciones comerciales hasta febrero de 1987 y en su lugar se empleaban bien los precios "spot" o el "netback". Los "spot" son precios por entrega inmediata y los "netback" se obtienen según el rendimiento del crudo en productos en una destilería tipo y en un mercado determinado.
- En 1985 la producción de los países de OPEP llegaba a casi el 55% de la capacidad de producción de la Organización. En 1986; 1987 y 1988 alcanzaban el 67,3%; el 70,5% y el 84,6% respectivamente.
- No resultaba fácil estimar la capacidad de producción de OPEP (es decir aquella que puede ponerse en producción sin requerir inversiones adicionales). Los valores oscilaban entre los 29 y los 31 106 bl/día.
- Buena parte de los países subdesarrollados exportadores de petróleo, tanto de OPEP, como fuera de OPEP, experimentaban altos déficits de sus balances de pago y elevado endeudamiento externo.
- La caída de los precios durante 1986 beneficiaba a las economías de los países del OCDE que recibieron una inyección de más de 100.000 millones de dólares corrientes.
- También se beneficiaban los países del cuarto mundo, pero sin alcanzar a compensar las pérdidas de ingresos de sus exportaciones de materias primas.
- Se perjudicaban todos los países subdesarrollados exportadores que transferían excedentes al mundo desarrollado.
- El sistema Financiero Internacional dejaba de percibir los flujos de petrodólares que en su momento alimentaron la deuda externa de los países del tercer mundo.
- Los gobiernos de muchos de los países importadores se apropiaban del excedente impositivo, ya que no trasladaban en su totalidad a los precios finales al consumidor los menores costos del crudo importado.
- En el Cuadro N° 15, se puede apreciar la evolución de la producción de los países de OPEP entre 1979 y 1989, así como la capacidad, existente a fines de 1985, el sistema de cuotas de producción establecido entre diciembre de 1987 y el primer semestre de 1989.
- Luego de 15 meses de vigencia de un sistema de precios del petróleo basado en el mercado "spot" o en el "netback" en el mes de febrero de 1987 se restablecía un sistema de precios basados en alguna medida en los "spot".

Es que durante casi todo 1986, se generaba un descontrol casi total en OPEP, que imposibilitaba el cumplimiento de las cuotas (bajas) de producción previstas para los países, originándose una real guerra de precios que culminó en julio de 1986 con valores un 38% menores que los vigentes de 1974. En estos hechos tenían un papel protagónico Arabia

Saudita, Kuwait y los Emiratos que incrementaban su producción en casi un 30% con relación a los valores de 1985.

Estos bajos precios repercutían también en las compañías petroleras productoras de USA que en años anteriores con valores del crudo cercanos a los 30 u\$s corrientes/bl se habían embarcado en fuertes inversiones basadas en un excedente no inferior a los 10-15 u\$s corrientes/bl.

Al mismo tiempo, los nuevos desarrollos en el Mar del Norte de más de 15 u\$s corrientes quedaban totalmente desplazados. A pesar de esto la producción de este origen no disminuía debido a que los costos operativos medios no superaban los 5 u\$s de 1986 el barril.

Cuadro Nº 15. OPEP: Producción-Capacidad y Cuotas (1979-1989)
(10⁶ bl/día)

Países	Producción						Cuotas			Capacidad
	1979	1985	1986	1987	1988	1989	1987	1988 2º sem.	1989 1º sem.	1985
Arabia Saudita	9.84	3.74	5.32	4.56	5.4	5.46	4.343	4.3	4.5	10.80
Kuwait	2.56	1.09	1.42	1.27	1.5	1.8	0.996	1.0	1.0	2.80
Irán	3.18	2.22	1.91	2.31	2.3	2.865	2.369	2.4	2.6	3.00
Irak	3.48	1.44	1.75	2.09	2.6	2.825	-(*)	1.5	2.6	1.50
Emiratos	1.82	1.28	1.48	1.62	1.7	2.07	0.948	0.9	1.0	2.50
Venezuela	2.43	1.73	1.85	1.77	1.9	1.98	1.571	1.6	1.6	2.40
Libia	2.09	1.11	1.05	1.00	1.1	1.145	0.996	1.0	1.0	2.0
Nigeria	2.30	1.48	1.47	1.30	1.4	1.605	1.301	1.3	1.4	2.4
Indonesia	1.59	1.34	1.40	1.35	1.3	1.395	1.190	1.0	1.0	1.6
Argelia	1.26	0.97	1.06	1.04	1.11	1.97	0.667	0.7	0.7	1.0
Qatar	0.51	0.34	0.36	0.35	0.285	0.395	0.299	0.3	0.3	0.6
Ecuador	0.21	0.28	0.28	0.17	0.22	0.285	0.221	0.2	0.2	0.20
Gabón	0.20	0.16	0.16	0.16	0.2	0.22	0.159	0.2	0.2	0.20
TOTAL	31.47	17.18	19.51	19.03	21.1	23.215	15.060	16.6	18.5	31.00

(*) Nota: Irak no aceptó se cuotificara su producción.

Entonces surgían, como en 1984, voces desde los países desarrollados clamando por el fin de la guerra de precios y por un precio-piso no inferior a los 18-20 u\$s de 1986 el barril.

Como contrapartida los bajos precios del crudo y los no tan bajos de los derivados generaban márgenes positivos a los refinadores que llegaron a casi 3 u\$s corrientes/bl. A esta situación se adicionaban los stocks de los países de los OCDE equivalente a 95 días de consumo.

A partir de agosto de 1986, cuando OPEP alcanzaba un máximo de producción de 21.0.10⁶ bl/día se ponía en práctica una firme estrategia de control de los volúmenes ofertados por la organización. Así en febrero de 1987 los niveles alcanzaban los 15,7.10⁶ bl/día y los precios subían, para el Arabian Ligero, a 16,70 u\$s corrientes/bl.

Reestablecido, como se mencionó anteriormente el sistema de precios "oficiales" la OPEP anunciaba un valor de referencia que no debía ser inferior a los 18 u\$s corrientes/bl. Los aumentos de precios de la primera mitad de 1987, tentaba nuevamente a los productores y en junio de 1987, el nivel de producción de OPEP aumentaba a 17,7 10⁶ bl/día con precios de alrededor de los 17,50 a 18,50 u\$s corrientes/bl.

Es que la persistencia de los déficits en el Balance de Pagos y la desvalorización relativa del dólar respecto de otras monedas (el yen y el marco alemán, por ejemplo) volvían a desarticular

la estrategia de OPEP y la mayor parte de los países incluidos en la Organización retomaban niveles más altos de producción oscilantes entre los 18,0 y 19,0 10⁶ bls/día entre julio 1987 y julio 1988. En consecuencia, los precios se derrumbaban nuevamente hasta 13,22 u\$s corrientes/bl en 1988, equivalente a 30,96 u\$s de 2012 el barril.

En julio de 1988 los precios promedio, en dólares americanos corrientes eran los siguientes:

Crudos de OPEP	13,39 u\$s/bl
Crudos NO OPEP	13,62 u\$s/bl
Mundo	13,48 u\$s/bl

Por supuesto la producción de los países subdesarrollados NO OPEP también se incrementaba entre julio 1987 y 1988 de cerca de 8,9 10⁶ bls/día a 9,4 10⁶ bls/día.

En el segundo semestre de 1988 los países de OPEP superaban ampliamente las cuotas de producción que habían fijado en 16,6 10⁶ m³/día llegando a los 22,1 10⁶ m³/día. Como consecuencia, el precio del crudo bajaba a 11,07 U\$S corrientes/bl en el mes de octubre de 1988.

Ante esta situación OPEP decidía elevar la cuota de producción para el 1º semestre de 1989 a 18,5 10⁶ bls/día y la producción comenzaba a descender en el primer trimestre de 1989, provocando una elevación en los precios en abril de 1989 hasta los 17,74 U\$S corrientes/bl. A partir de esta fecha se reiniciaba el ciclo, con incrementos de la producción y caída de precios en el mes de junio de 1989 hasta 15,96 U\$S corrientes/bl, fecha en la cual elevaban la cuota de producción a 19,5 10⁶ bls/día. En general casi ningún país de OPEP cumplía con las cuotas de producción comprometida. La firmeza del mercado durante el primer semestre de 1989 se debió a la reactivación del consumo y a la reducción, por problemas técnicos de transporte, en la producción del Mar del Norte y en Arabia Saudita.

En 1989 los crudos de referencia para fijar los precios básicos de contrato eran varios, y se destacaban los siguientes.

- Dubai liviano y el Omán de los Emiratos
- Brent de Gran Bretaña
- Bonny Light de Nigeria
- WTI (West Texas Intermediate) y el ANS (Alaska North Slope) de USA.

Así Arabia Saudita fijaba los precios de su crudo liviano según los mercados estableciendo diferenciales, en dólares corrientes, con relación: al Brent para Europa (-1,80), al ANS para USA (-1,05), al Oman/Dubai; para el Este de Asia (+0,35) en U\$S/bl.

Los 17,80 U\$S/bl del Arabia Saudita Liviano de diciembre de 1989, correspondían a 38,77 U\$S/bl de 2012, es decir el 76% de los valores alcanzados por el precio del crudo en 1974.

- **Es decir que la racionalidad de los países subdesarrollados exportadores de petróleo se asemejaba entre 1986 y 1989 a la de los exportadores de materias primas. O sea que cuando los precios bajan incrementan su producción para compensar con mayores volúmenes la pérdida de valor. Por supuesto que este comportamiento, si no se eleva el consumo, provoca una nueva caída de los precios.**
- Para los países de OPEP la década de los años 80 podía caracterizarse con algunas pocas cifras comparativas de la situación en 1979 y 1989 por los cambios motivados por las causas que se analizaron en este mismo párrafo. La producción caía desde 30,9 10⁶ bls/día

a 21,3 10⁶ bl/día. Las exportaciones disminuían desde el 79,3% de las mundiales hasta el 58,7%.

Los ingresos petroleros, en dólares corrientes, descendían desde 203.000 millones de dólares de 1979 a 117.000 millones de dólares de 1989. Por el contrario las Reservas Comprobadas de esta organización trepaban de 436.000 millones de barriles a 772.000 millones de barriles o de representar el 69% de las mundiales en 1979 a absorber el 77% en 1989.

6.2.7 La crisis del Golfo de 1990 (ver Figura N° 1)

El año 1990 se iniciaba con un mes de enero con niveles de precios que no se habían alcanzado desde hacía cuatro años (21,28 u\$s corrientes/bl para el Brent y 17,39 u\$s corrientes/bl para el Dubai), esto obedecía a una disminución de la producción de OPEP coincidente con un mes de mayor demanda. Pero posteriormente crecía la oferta en especial de los países NO OPEP y el precio se derrumba hasta llegar al menor valor de los últimos 18 meses en junio 1990 (15,05 u\$s corrientes/bl para el Brent y 13,23 u\$s corrientes/bl para el Dubai). La reacción de OPEP volvía a ser la de aconsejar no pasar los 23,5 millones de bl/día de producción, pero en los hechos los niveles superarían los 24,6 en abril de 1990 y los 24,2 en julio 1990. El comportamiento de los países NO OPEP no sería muy distinto al de OPEP y ante una elevación de los precios aumentarían su producción provocando la consiguiente baja. En 1990 el precio del crudo Dubai era de 20,38 U\$S corrientes el barril o de 45,79 U\$S de 2012 el barril.

Es interesante describir como se visualizaba la situación en octubre de 1990. Producida la invasión iraquí a Kuwait salían del mercado 4,0 millones de barriles día de producción.

- La situación dentro de los países de OPEP afectaba los niveles de precios de la manera que se señala a continuación.

Los precios del crudo de Dubai durante el segundo semestre de 1989, se situaban, con ligeras oscilaciones en valores cercanos a los 17-18 u\$s corrientes el barril. El consumo de los países desarrollados crecía levemente en ese período, un poco por debajo de la producción. En especial los países de OPEP eran responsables de ese incremento en la producción ya que no mantenían, fundamentalmente Los Emiratos, Kuwait y Arabia Saudita, las cuotas fijadas previamente por la Organización.

Esta situación se prolongaba durante todo el primer semestre de 1990, cayendo los precios del crudo desde los 17,10 u\$s corrientes/bl (Dubai) ó 19,93 u\$s corrientes/bl (Brent) en diciembre de 1989 a los 13,23 u\$s corrientes/bl (Dubai) ó 15,05 u\$s corrientes/bl (Brent). Esto a pesar de los esfuerzos de algunos países de OPEP, particularmente Irak, para que los restantes países de esa Organización, sobre todo Kuwait y Los Emiratos, respetaran el nivel de cuotas de producción asignadas. Así la OPEP producía un 15% más que lo establecido, pero Kuwait y los Emiratos superaban sus cuotas en un 28% y en 88% respectivamente.

Primer constatación, indisciplina (que venía de largo tiempo) en el cumplimiento de los acuerdos por parte de OPEP.

- Otro aspecto que merece señalarse es la diferente dependencia del crudo proveniente del Golfo Pérsico (en particular del provisto por Irak y Kuwait) por los tres grandes grupos de importadores: Estados Unidos, Japón y Europa Occidental.

Así Estados Unidos importaba el 24% del petróleo del Golfo Pérsico, pero sólo el 6,5% de Irak-Kuwait, siendo su principal proveedor individual Arabia Saudita con el 16%. Por otra parte, importaba aproximadamente el 45% del petróleo que consumía.

Europa Occidental importaba el 70% del petróleo que requería (pero si se excluía a Gran Bretaña y Noruega, el resto de los países dependía en un 95% del crudo importado), proveniente el 42% del Golfo Pérsico y el 18% de Irak-Kuwait, mientras que el principal proveedor individual era la ex-URSS con el 23%.

Japón importaba casi el 100% de su consumo de petróleo. El Golfo Pérsico aportaba el 48% e Irak-Kuwait el 9%. Su principal proveedor era Arabia Saudita con el 17%.

La segunda constatación era que Japón y Europa Occidental (excluidos Gran Bretaña y Noruega) eran más dependientes del crudo importado, y en consecuencia podían sufrir más fuertemente desabastecimiento y altos precios del petróleo, que Estados Unidos. Por otra parte tanto Europa Occidental como Japón, tenían fuertemente gravados con impuestos indirectos los consumos de Gasolinas y Diesel y podían disminuirlos para afrontar fuertes incrementos del precio del crudo. Por el contrario Estados Unidos tenía muy bajos gravámenes y los aumentos de precios debían ser absorbidos por el consumidor final.

- En cuanto a los stocks de petróleo: los de Estados Unidos (los incrementaba en un 12% entre febrero y junio de 1990) le alcanzaban para 93 días de consumo (sin contar las reservas estratégicas) valor un 30% por encima del stock mínimo.

Europa por su parte, tenía un stock para 97 días de consumo (Alemania para 133) y Japón para 131 días de consumo.

En conjunto los países nucleados en la OECD tenían existencias (al mes de julio de 1990) para 98 días de consumo y 151 días de importaciones.

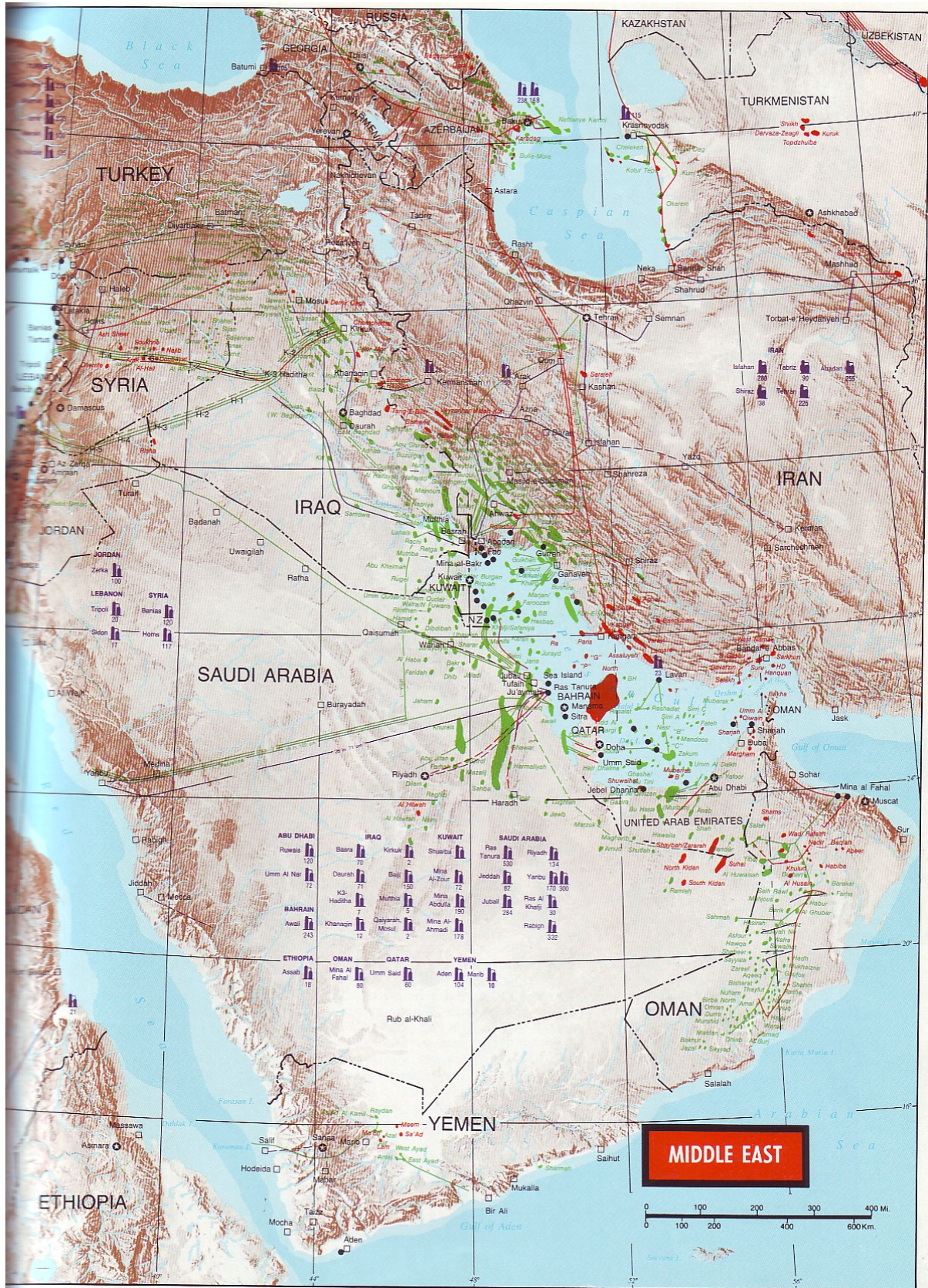
Si se producía un corte de suministro de crudo desde el Golfo Pérsico por una guerra, esto podía significar lo siguiente:

- Estados Unidos perdería el 24% de su aprovisionamiento importado y dispondría de 860 días de existencias para compensarlo.
- Europa Occidental perdería el 42% de su aprovisionamiento importado y dispondría de 330 días de existencias para compensarlo.
- Japón perdería el 48% de su aprovisionamiento y dispondría de 272 días para compensarlo.

La tercera constatación era que Japón presentaba el área geopolítica con mayor vulnerabilidad relativa del aprovisionamiento de crudo del Golfo Pérsico, en cuanto sus stocks le alcanzaban para 272 días de consumo, seguida de Europa Occidental con 330 días y Estados Unidos con 860 días.

De todas maneras, las existencias que poseían estas áreas, parecerían indicar que estaban en condiciones de afrontar un conflicto armado que destruyera parte de la infraestructura de evacuación del crudo de la zona y, ganada la guerra, reconstruirlo.

Figura N° 1



- En cuanto a la ex-URSS, exportaba aproximadamente 1,6.106 bls/día de petróleo a los países de la OECD, 2.0.106 bls a los países que se nucleaban en el COMECON y 0,22.106 bls/día a países subdesarrollados. La elevación de los precios del crudo la favorecía en cuanto por cada dólar por barril de incremento podía obtener un ingreso adicional de 1400.106 u\$s corrientes. Es decir que si el barril se estabilizaba en u\$s 28 corrientes sus ingresos se elevarían en 14.000 106 u\$s corrientes.

La cuarta constatación era que a la ex-URSS, por la necesidad de divisas que tenía, la favorecía un aumento de precios del crudo.

- En cuanto a la Compañías Multinacionales sus ingresos netos en dólares de 1980, habían descendido desde los 23162.10³ u\$s de dicho año a los 9200.10³ u\$s80 en 1987, para recuperarse hasta los 15046.10³ u\$s80 en 1989. Como puede apreciarse un aumento en los precios del crudo se reflejaría en un mayor nivel de ingresos de las Multinacionales.

El razonamiento anterior podría extenderse a los países exportadores no nucleados en OPEP (México, Egipto, Malasia, Omán, Brunei, Angola, Túnez, Gran Bretaña y Noruega).

La quinta constatación es que las Multinacionales y los exportadores no nucleados en OPEP, se favorecían con un aumento de precios del crudo.

- En cuanto a los países de OPEP la situación no era la misma para todos. Así los del Golfo Pérsico (Unión de Emiratos, Qatar y Arabia Saudita, que representaban el 35% de la producción de OPEP), Irán (13%) e Irak-Kuwait (20%) absorbían en conjunto el 67% de la producción de OPEP, que en casi su totalidad se vería comprometida en caso de desatarse un conflicto armado. Aunque del mismo salieran victoriosas las fuerzas que combatían a Irak, probablemente se destruirían oleoductos y terminales marítimas que provocarían, entre otras cosas más importantes, perjuicios económicos al afectar los niveles de producción y de exportación.

Por el contrario, los restantes países de OPEP (Venezuela, Nigeria, Libia, Argelia, Gabón, Indonesia y Ecuador) se verían favorecidos por el aumento de precios y los mayores volúmenes exportados.

La sexta constatación es que el conflicto del Golfo volvía a poner a prueba la unidad de OPEP, fuertemente afectada desde fines de la década de los años 70.

- En lo que respecta a los países importadores de crudo del mundo subdesarrollado (Centroamericanos, Caribeños, Brasil, Uruguay, Paraguay, Chile y otros de Asia y Africa) sufrirían el impacto no sólo de los mayores precios del petróleo, sino del resto de importaciones provenientes del mundo desarrollado, posiblemente caerían los precios de sus exportaciones, y al elevarse la tasa de interés mundial, se incrementaría su deuda externa.

La séptima constatación era que los países del 4º Mundo resultarían seriamente afectados.

- También resultaría favorecida la reactivación de yacimientos de mayor costo (en el Mar del Norte podrían doblarse las reservas, en Estados Unidos incrementarse la producción local que venía cayendo desde 1985, mediante métodos de recuperación primaria y asistida), que necesitaban un precio no inferior a los 25 u\$s90 por barril.

La octava constatación era que se reactivaría la industria petrolera en USA y el Mar del Norte.

- Estados Unidos, por su parte, no solamente por producir el 45% del crudo que consumía, sino por su posibilidad de devaluar su moneda, podía exportar al resto del mundo su crisis de déficit presupuestario y de balance comercial y soportar mejor que Europa Occidental y Japón un aumento de precios del crudo de corto plazo.

La novena constatación era que Estados Unidos podía en parte exportar su crisis interna.

- Por otra parte, casi el 65% de las Reservas de Petróleo del Mundo estaban localizadas en las cercanías de la zona de conflicto y una ocupación casi permanente de los territorios de Arabia Saudita, podría ser un recurso persuasivo para otros intentos similares al de Irak.

La décima constatación era que el conflicto podía favorecer el intento de algunos sectores de controlar las reservas de petróleo del Golfo Pérsico.

- De todas maneras, la mayor parte de los analistas consideraba que la crisis del Golfo, reflejada en lo que al petróleo se refiere, en un aumento de precios, hasta los 37-40 u\$s corrientes/barril, no superaría, en el peor de los casos, los 2 ó 3 años, para volver luego a niveles cercanos a los 25 u\$s90 el barril. Este valor sería inferior al vigente durante la primera estampida de precios de 1973/74 y mucho menor que en 1979-80 ⁽⁵⁾. Los 25 U\$S90/bl equivalían a 43,01 2012/bl inferiores a los 50,86U\$S2012/bl de 1974 y a los 105,69 U\$S 2012/bl en 1980.

La repercusión sobre el nivel de crecimiento del PBN de los países de la OECD, implicaría, en el peor de los casos, una caída al (1,0%) en 1991 para retomar en 1993 los ritmos normales del 3% a.a.

La undécima constatación, era que la crisis para el mundo desarrollado sería de muy corto plazo y luego se reacomodarían los precios del crudo y los niveles de crecimiento económico ⁽⁶⁾.

El análisis presentado precedentemente era realizado luego de la anexión de Kuwait por parte de Irak en agosto de 1990, mes a partir del cual caía en 4 millones de barriles día la producción de OPEP, como consecuencia del bloqueo que los países "occidentales" efectuaban al ingreso y egreso de bienes a Irak.

Esta situación unida a la incertidumbre respecto del poderío bélico iraquí y a las posibilidades de destrucción del aparato productivo petrolero de los países del Golfo Pérsico, en especial de Arabia Saudita provocaba una escalada de precios que llevaba el valor de los crudos Brent y Dubai en octubre de 1990 a 36,16 y 31,51 u\$s corrientes/bl.

Pero el incremento en la producción de los restantes países de OPEP, en especial Arabia Saudita (pasaba de 5,4 millones de barriles-día en junio de 1990 a 7,9 millones en octubre del mismo año) y de otros exportadores como México y Noruega por ejemplo, más la utilización de parte de las existencias acumuladas por los países de la OCDE (así la Agencia Internacional de la Energía movilizaba 2,0 millones de bl/día de existencias de los gobiernos) y la restricción del consumo de esos mismos países (en unos 400.000 bl/día), provocaban un paulatino descenso de los precios que caían hasta los 28,16 y 23,19 u\$s/bl en diciembre de 1990 para los crudos Brent y Dubai respectivamente.

En diciembre de 1990 los precios medios del crudo, en dólares corrientes, en el mundo eran los siguientes:

(5) Douglas Mc Williams de la Confederación de la Industria Británica en "Petroleum Economist". Septiembre 1990.

(6) Douglas Mc Williams de la Confederación de la Industria Británica en "Petroleum Economist". Septiembre 1990.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

	u\$s/bl
OPEP	22,72
No OPEP	24,25
Mundo	23,33

Los 23,19 u\$s/bl del crudo Dubai de 32° API de diciembre de 1990 correspondían a 40,05u\$s/bl de 2012, es decir al 79 % del valor alcanzado por el precio del crudo en 1974.

En pleno desarrollo de las acciones bélicas durante los primeros meses de 1991 los precios retrocedían, especialmente los de Dubai, a valores que en febrero de 1991 eran similares a los de mayo de 1990, a pesar que los consumos de los países de la OCDE volvían a incrementarse a niveles parecidos a los del primer trimestre de 2000.

7. EL MERCADO PETROLERO EN LA DÉCADA DE LOS 90

En este punto se describirá la situación del mercado petrolero mundial luego de la primera guerra del Golfo hasta fines de los años 90.

Se dividirá el tratamiento por periodos anuales o bianuales, con particular énfasis en el segundo contra shock de 1998 y la reacción de los países productores de 1999.

- i) Luego de la Guerra del Golfo parecía probable un período de estabilidad de precios oscilante entre los 18-20 u\$s corrientes /bl para el crudo Brent y entre 15 y 17 u\$s corrientes/bl para el crudo Dubai.

Así en julio de 1991 los precios medios del crudo, en dólares corrientes, en el mundo eran los siguientes:

	u\$s/bl
OPEP	16,27
No OPEP	17,36
Mundo	16,71

Los 16,60 u\$s/bl del crudo Dubai de 32º API de julio de 1991, correspondían a 38,63 u\$s/bl de 2012, es decir el 76% del valor alcanzado por el precio del crudo en 1974.

En diciembre de 1991 y en julio de 1992 se tenían los siguientes precios medios del crudo mundial en u\$s corrientes por barril:

	DIC. 1991	JULIO 1992
OPEP	17,48	18,90
NO OPEP	18,10	19,56
MUNDO	17,69	19,14

Los 14,60 u\$s/bl y los 18,47 u\$s/bl del Crudo Dubai de 32º API, para diciembre 1991 y julio 1992, correspondían respectivamente a 33,28u\$s 2012/bl y 35,81 u\$s 2012/bl, y representaban el 65 % y el 70 % respectivamente del valor vigente en 1974 durante el primer shock petrolero mundial.

Así entre febrero de 1991 y julio de 1992 las oscilaciones de precios entre los valores máximos y mínimos resultaron del 23% para el crudo Brent y del 33% para el Dubai. Es decir que si bien no se habían observado cambios espectaculares, tampoco se había alcanzado la estabilidad de precios y la tendencia de corto plazo era levemente creciente en procura de los 21 u\$s corrientes/bl a que aspiraban los países de OPEP.

A fin de alcanzar este último objetivo la OPEP restablecía, en los primeros meses de 1992, el sistema de cuotas de producción tendiente a no superar los 23 10⁶ bl/día, con la reticencia de Arabia Saudita, la excepción de Kuwait (para permitirle la reposición, vía inversiones, de la destrucción del aparato productivo motivado por la Guerra del Golfo) y la oposición de Irak que no se avendría a este sistema mientras no se produjera el levantamiento de las sanciones impuestas por el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas. De todas maneras en los hechos la producción de OPEP, en el primer semestre de 1992, superaba en un 9% las cuotas establecidas y los precios no pasaban, para la canasta crudos de la Organización, los 19 u\$s/bl ya que la demanda no se incrementaba (ver Cuadro N° 16).

- ii) Durante 1993 los acontecimientos más destacados eran los siguientes:

- La caída de producción de USA y de Rusia. Esto obedecía a los bajos precios que desalentaban inversiones en exploración-producción y al caos económico-social producto del reacomodamiento de un sistema totalmente estatal a una economía de mercado, respectivamente.
- El incumplimiento por parte de los países de OPEP de las cuotas de producción tendientes a estabilizar los precios. En este sentido la presión de Kuwait por reponer su posición en el mercado, los anuncios de Irak de volver a exportar cantidades crecientes y la oposición de A. Saudita y los Emiratos a ceder parte de sus cuotas, fueron los factores explicativos de la fuerte caída de precios durante 1993.

Tal es así que en diciembre de 1993 se tenían los siguientes precios medios, del crudo mundial en U\$S corrientes por barril:

OPEP	12,86
NO OPEP	13,57
MUNDO	13,19

Los 12,16 U\$S/bl del crudo Dubai, de 32° API para diciembre de 1993, correspondían a 29,07 U\$S2012/bl y representaban el 57 % del valor vigente en 1974 durante el primer shock petrolero mundial.

O sea que entre diciembre de 1992 y diciembre de 1993, en valores constantes, el precio del crudo Dubai había caído un 15%.

Esta situación había llevado, en octubre de 1993, a que los países de OPEP acordaran fijar cuotas de producción, hasta diciembre de 1993, con posibilidades de extenderlas hasta marzo de 1994, gracias a la negociación entre Arabia Saudita, Kuwait e Irán, que representaban intereses contrapuestos.

Lo cuota se había fijado en 24,52 10⁶ bls/día y resultaba casi 1,0 10⁶ bls/día inferior a la vigente en el trimestre anterior y a los valores de la producción recientemente alcanzados.

Como puede apreciarse en el Cuadro N° 16 ninguno de los países de OPEP cumplió con las cuotas establecidas. Los desvíos fueron de un mínimo del 0,6% para Venezuela hasta un máximo del 60% para Argelia, lo cual implicó una sobreproducción conjunta del 5%. También la mayor parte de los países NO OPEP exportadores de crudo incrementaron durante 1993 sus niveles de producción en casi un 6% respecto de 1992.

Solamente las pronunciadas caídas en el aporte de crudo de la CEI (especialmente Rusia) cercano al 13% y de USA (5%), evitaron que los excedentes de oferta deprimieran aún más los precios ya que por el lado de la demanda los países desarrollados conservaron el mismo nivel de consumo y sólo los países del Sudeste Asiático lo incrementaron significativamente (ver Gráfico N° 7). Estos dos efectos contrapuestos provocaron solo un leve incremento del consumo de petróleo mundial entre 1991 y 1993.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 16. OPEP: Producción - Capacidad y Cuotas (1990-1997)
(10⁶ bls/día)

	Producción								Cuotas								Capacidad	
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1990 1º sem.	1991 1º sem.	1992 2ºy3ºsem.	1993 (*) 2º sem.	1994 (*) 1º sem.	1995 (*)	1997	1990	1996 (**)	
Arabia Saudita	6.46	8.65	8.405	8.117	8.085	8.081	8.043	8.345	5.38	8.034	7.88	8.00	8.00	8.00	8.00	8.2	10.45	
Kuwait	1.15	0.16	1.048	1.868	2.026	2.027	1.991	2.150	1.50	-	0.81	2.00	2.000	2.00	2.00	2.4	2.55	
Irán	3.15	3.26	3.461	3.681	3.625	3.633	3.693	3.630	3.14	3.218	3.18	3.60	3.600	3.60	3.60	3.3	4.20	
Irak	2.05	0.23	0.425	0.481	0.567	0.650	0.606	1.150	3.14	-	0.50	0.40	0.400	0.40	1.20	3.5	3.50	
Emiratos	2.12	2.62	2.337	2.252	2.245	2.389	2.255	2.250	1.095	2.320	2.24	2.18	2.161	2.161	2.161	2.4	2.70	
Venezuela	2.15	2.65	2.343	2.374	2.506	2.658	3.015	3.180	1.945	2.235	2.14	2.34	2.359	2.359	2.359	2.5	3.50	
Libia	1.37	1.51	1.519	1.411	1.415	1.426	1.430	1.420	1.233	1.425	1.39	1.38	1.390	1.39	1.39	1.5	1.80	
Nigeria	1.84	1.90	1.961	2.067	2.068	2.059	2.248	2.280	1.611	1.840	1.75	1.87	1.865	1.865	1.865	2.0	2.50	
Indonesia	1.40	1.52	1.520	1.466	1.466	1.476	1.523	1.360	1.374	1.443	1.37	1.33	1.330	1.33	1.33	1.4	1.60	
Argelia	1.21	1.31	1.233	1.200	1.190	1.206	1.256	850	0.827	0.827	0.76	0.75	0.75	0.75	0.75	1.2	1.40	
Qatar	0.40	0.44	0.431	0.449	0.447	0.474	0.515	620	0.371	0.400	0.37	0.38	0.378	0.378	0.378	0.5	0.65	
Ecuador	0.28	0.32	-	-	-	-	-	-	0.273	0.273	0.27	-	-	-	-	0.3	-	
Gabón	0.27	0.30	0.298	0.300	0.318	0.346	-	-	0.197	0.285	0.27	0.29	0.287	0.287	-	0.3	-	
TOTAL OPEP (+)	23.85	24.84	25.293	25.725	25.951	26.627	26.584	27.200	22.086	22.300	22.98	24.52	24.520	24.52	25.033	29.5	34.85	
TOTAL RESTO (++)	41.02	42.91	39.76	39.31	39.59	40.02	41.751	44.900									44.65	

(+) No incluye Líquidos del Gas Natural, pero sí condensados.

(++) Incluye Líquidos del Gas Natural, incluso los de OPEP, aproximadamente el 1,7-2% de la producción mundial.

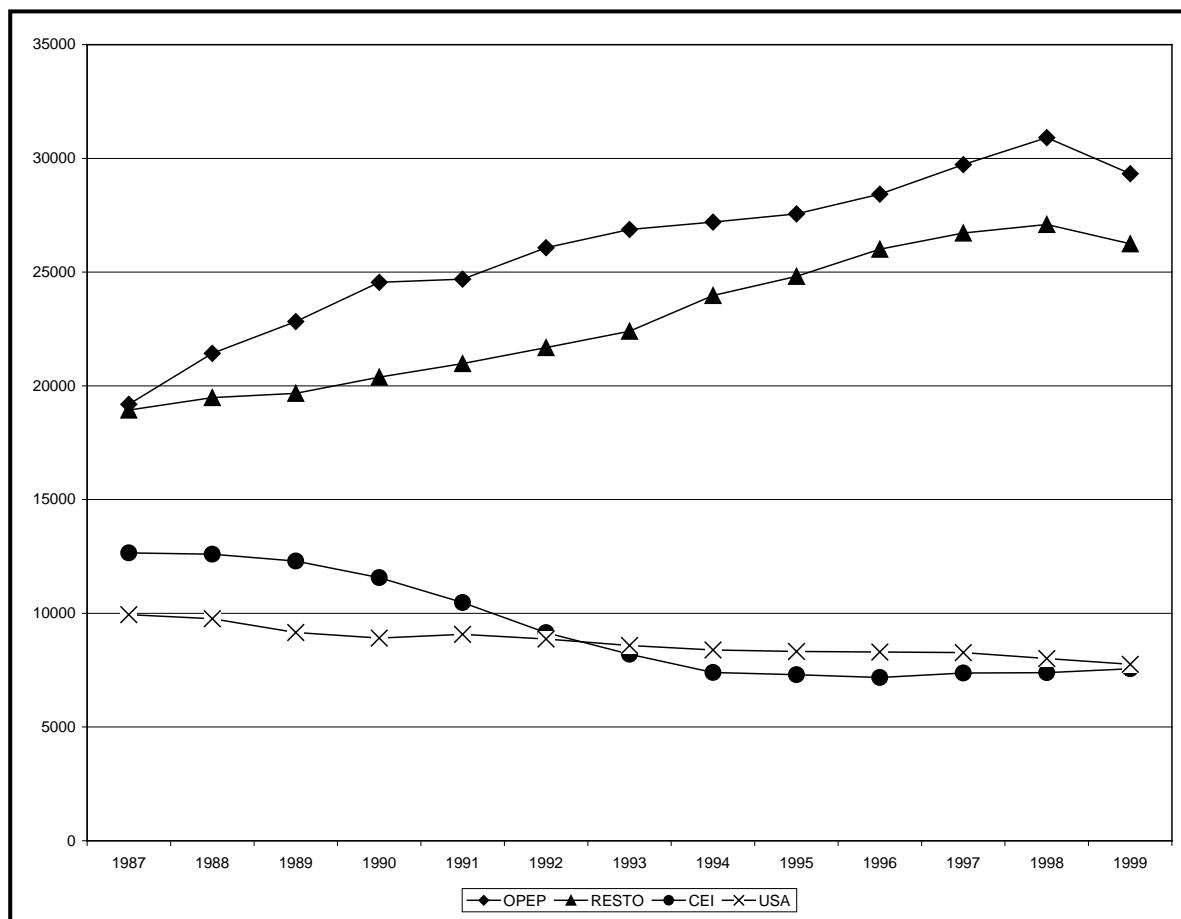
(*) Irak no aceptó cuotificar su producción.

(**) Estimado. No incluye los Líquidos del Gas Natural. Con ellos llegaría a 36,35.10⁶ bls/día. La capacidad de Total Resto no incluyen los Líquidos del GN de OPEP.

Fuente: Petroleum Economist - Oil Gas Journal - PIW.

Oil Gas Journal, 22 de abril de 1996.

Gráfico N° 7. Participación de los países de OPEP - USA - CEI y resto en la producción de crudo del mundo (10⁶ bl/día) 1987-1998-1999



Fuente: Petroleum Economist.

iii) Durante el primer semestre de 1994 el comportamiento del mercado en sus aspectos más importantes fue el siguiente (ver Gráfico N° 8 y Cuadro N° 17):

- Hasta marzo de 1994 los precios del crudo continuaban fuertemente deprimidos manteniendo los muy bajos niveles de diciembre de 1993. Así, en marzo de 1994, el barril de petróleo sólo estaba un 15% por encima de los valores alcanzados en julio de 1986.
- Una leve reactivación de la demanda observada en el tercer trimestre de 1994, un menor apartamiento de los países de OPEP en el cumplimiento de sus cuotas de producción unidas a la permanencia de la caída en la extracción de crudo de la CEI y de USA, junto con algunos hechos coyunturales (huelga petrolera en Nigeria), provocaban la elevación de los precios hasta los 15,83 U\$S corrientes/bl en julio de 1994.

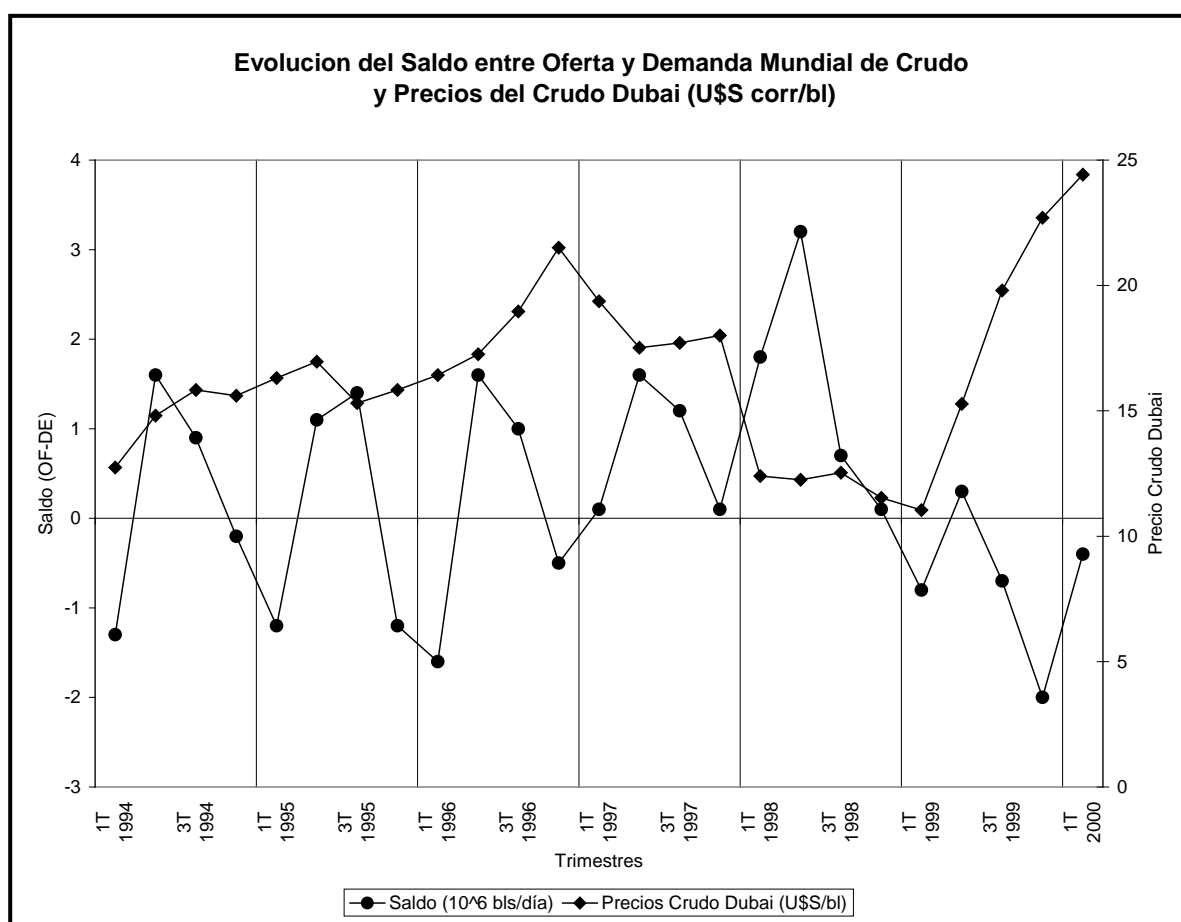
Cuadro N° 17. Oferta y demanda mundial de petróleo y evolución de los precios del crudo Dubai, en dólares corrientes, 1994 - 2000

	1994					1995					1996				
	1T	2T	3T	4T	1994	1T	2T	3T	4T	1995	1T	2T	3T	4T	1996
Demanda Total (10 ⁶ bl/día)	69,3	66,2	67,4	69,8	68,2	70,9	68,3	68,7	71,9	69,9	73,2	69,9	71	73,7	71,7
Oferta Total (10 ⁶ bl/día)	68	67,8	68,3	69,6	68,4	69,7	69,4	70,1	70,7	70	71,6	71,5	72	73,2	72
Saldo (10 ⁶ bl/día)	-1,3	1,6	0,9	-0,2	0,2	-1,2	1,1	1,4	-1,2	0,1	-1,6	1,6	1	-0,5	0,3
Precio Crudo Dubai (u\$/bl)	12,74	14,81	15,83	15,60	14,75	16,31	16,96	15,31	15,83	16,10	16,43	17,26	18,96	21,51	18,54

	1997					1998					1999					2000
	1T	2T	3T	4T	1997	1T	2T	3T	4T	1998	1T	2T	3T	4T	1999	1T
Demanda Total (10 ⁶ bl/día)	73,6	72,1	73,3	75,6	73,4	74,7	72,4	73,4	74,8	73,8	76,0	72,8	74,3	76,4	74,9	75,6
Oferta Total (10 ⁶ bl/día)	73,7	73,7	74,5	75,7	74,3	76,5	75,6	74,1	74,9	75,3	75,2	73,1	73,6	74,4	74,1	75,2
Saldo (10 ⁶ bl/día)	0,1	1,6	1,2	0,1	0,9	1,8	3,2	0,7	0,1	1,5	(0,8)	0,3	(0,7)	(2,0)	(0,8)	(0,4)
Precio Crudo Dubai (u\$/bl)	19,37	17,52	17,71	18,01	18,15	12,40	12,25	12,53	11,53	12,18	11,04	15,28	19,80	22,70	17,20	24,42

Fuente: Oil Market Report, AIE.

Gráfico N° 8



Fuente: Oil Market Report, AIE.

- Para esta fecha los precios medios del crudo mundial en dólares corrientes por barril eran los siguientes:

OPEP	16,38
NO OPEP	16,81
MUNDO	15,59

Los 16,46 U\$S/bl del crudo Dubai, de 32° API en julio de 1994, equivalían a 28,37U\$S 2012/bl y representaban el 56 % del valor existente en 1974.

iv) Durante el período julio 1994-agosto 1995 se verificaban los siguientes hechos relevantes:

- Los precios "spot" del crudo Dubai oscilaban entre un mínimo de 15 U\$S corrientes/bl y un máximo de 17,43 U\$S corrientes/bl. Es decir que los valores se movían dentro de una banda de un 10%.
- La OPEP mantenía en 24,52 10⁶ bls/día el nivel de las cuotas de producción para los países miembros, pero este límite era reiteradamente superado (en casi 1,5 10⁶ bls/día) por todos los miembros de dicha organización, a excepción de Arabia Saudita que continuaba siendo el moderador de la producción de OPEP.
- El incremento en el aporte mundial de crudo entre 1993 y el primer semestre de 1995 no era responsabilidad preponderante de los países de OPEP, sino fundamentalmente de Gran Bretaña y Noruega y en menor medida de otros países de los denominados NO OPEP como Canadá, Omán, Yemen, Angola, Congo, Brasil y Argentina (ver Gráfico N° 8).

Frente a esta situación y a fin de no provocar una disminución acentuada de los precios del petróleo, OPEP y especialmente Arabia Saudita, procuraban no intensificar aún más la oferta.

- De todas maneras en el seno de la OPEP algunos países, en particular Venezuela, eran partidarios de eliminar el sistema de cuotas cuando el precio del crudo disminuyera más de 1,50 U\$S corrientes/bl, generando así una guerra de precios con los restantes países productores. Si esto hubiera llegado a ocurrir el precio del crudo hubiera descendido por debajo de los 12 U\$S de 1995 por barril.

En consecuencia al mes de julio de 1995, los precios medios del crudo mundial en dólares corrientes por barril eran los siguientes:

CRUDOS OPEP	15,63
CRUDOS NO OPEP	16,30
MEDIA MUNDIAL	15,91

Los 15 dólares por barril del crudo Dubai de 32° API en julio de 1995 equivalían a 29,54U\$S de 2012 por barril y representaban el 58 % del valor existente en 1974.

v) En la segunda mitad de 1995 la ligera reactivación de los consumos mundiales, en especial en los países no nucleados en la OCDE, unida al mantenimiento de los niveles de producción en los países de OPEP llevó el precio del crudo Dubai de los 15 dólares el barril de 32° API en julio de 1995 a 16,98 U\$S corrientes/bl en diciembre de 1995. Este incremento no fue mayor porque los productores NO OPEP absorbieron la casi totalidad del incremento de la demanda y porque la ONU no autorizó a Irak a aumentar su producción.

En dólares de 2012 el precio del crudo Dubai a diciembre de 1995 era de 33,41 U\$S/bl, casi un 17% mayor que en julio de 1995.

vi) Durante 1996 coincidían una serie de hechos que contribuían a una importante elevación de los precios del crudo. Así:

- La demanda en el hemisferio norte se incrementaba a los primeros meses de 1996 por la rigurosidad del invierno y la necesidad de reponer los stocks, previamente disminuidos de los países de la OCDE. Luego y hasta mediados de junio de 1996 los precios se mantenían entre los 17 y los 17,60 U\$S corrientes/bl (siempre para el crudo Dubai).
- En este período, Irak discutía el levantamiento del embargo a su producción petrolera para posibilitarle exportaciones destinadas a la compra de alimentos. Si esta autorización se concretaba se generaría sobre-oferta del crudo de OPEP, ya que ninguno de los países integrantes de esa organización estaba dispuesto a disminuir sus niveles de producción, a pesar del unánime incumplimiento de las cuotas asignadas, que eran superadas en casi $1,5 \cdot 10^6$ bl/día.
- Este comportamiento de OPEP era explicable por el nivel de endeudamiento externo y por los déficit presupuestarios de los países, a lo cual debía agregarse que cualquier disminución en la producción de OPEP, era inmediatamente absorbida por los exportadores NO OPEP, en especial, Gran Bretaña, Noruega, México y Rusia, que además, no estaban sujetos a ningún sistema de cuotas.
- El incumplimiento de los niveles de producción asignados a cada país de OPEP, motivaba distintas propuestas alternativas y reproches mutuos, poniendo una vez más en grave crisis a la organización.

Por ejemplo, Venezuela proponía que en lugar de fijar cuotas sobre la producción se fijaran sobre las exportaciones, deduciendo los consumos para el mercado interno. Si bien esta sugerencia no fue rechazada, tampoco fue aceptada, reiterando OPEP la costumbre de evitar definiciones sobre problemas conflictivos.

- A los aspectos mencionados debía adicionarse el provocado por la reapertura de la actividad petrolera, en varios países de OPEP, a la inversión privada. **En estas condiciones, siendo política de los países reactivar la producción, se generaba una contradicción con las limitaciones a la misma surgidas de los sistemas de cuotas de OPEP. Es que difícilmente una empresa privada aceptaría realizar inversiones en yacimientos si no tiene libre disponibilidad del crudo o se le restringe la posibilidad de fijar sus planes de producción.**

Esta situación creaba una fuerte corriente de opinión en Venezuela para que el país se retirara de OPEP.

También Irán, Irak, Unión Emiratos, Argelia, Nigeria e Indonesia trataban de atraer inversores extranjeros mientras Arabia Saudita y Kuwait se mostraban reticentes.

- Por razones diferentes Gabón abandonó en junio de 1996 la organización ya que no se aceptó su pedido de bajar su cuota de contribución anual de $2 \cdot 10^6$ U\$S corrientes a 330.000 U\$S corrientes. Esta decisión daba la sensación que a los restantes países de OPEP les resultaba más atractiva la cuota de 287.000 b/día, que dejaba vacante Gabón, que los 2 millones de dólares de contribución. En consecuencia OPEP reunía a partir de julio de 1996 11 países.
- Pero el acontecimiento principal de los primeros meses de 1996 fue el conflicto desatado en el norte de Irak, al invadir Saddam Hussein una zona vedada a sus

tropas y donde deambulaba una minoría kurda, que además era apoyada por Irán, enemigo secular de Irak.

Esta acción motivó que en septiembre de 1996 se incrementaran los precios del crudo Dubai (tomado como patrón) hasta casi 20,47 U\$\$, equivalentes a 32,37U\$\$ de 2012 el barril o sea un 10% por encima de los valores de julio de 1995.

De todas maneras eran muy pocas las posibilidades de que estos niveles se mantuvieran en el futuro inmediato, pues OPEP tenía una capacidad ociosa de casi $8 \cdot 10^6$ bl/día, capaz de abastecer el crecimiento de la demanda mundial hasta fines de siglo.

En el corto plazo, estos acontecimientos bélicos "justificaban" la presencia armada de USA en el Golfo Pérsico, ya que el crudo de esa zona es vital para cubrir el consumo de ese país mientras no se generen desarrollos tecnológicos que permitan la sustitución masiva del petróleo.

vii) Los hechos más relevantes del segundo semestre de 1996 y durante 1997 fueron los siguientes (ver Cuadros N° 17 y 18 y Gráficos N° 7 y 9):

- Durante 1996 se producía un incremento importante del consumo mundial de petróleo (casi el 2,2% respecto de 1995), especialmente en los países del Sudeste de Asia. También, aunque a menor ritmo en los países latinoamericanos y en la OCDE. Solamente los países nucleados en la CEI, sobre todo Rusia, mostraban disminución en este consumo.

Esta reactivación de la demanda contribuía, junto con los aspectos indicados en el apartado vi) anterior, a mantener elevados los precios hasta enero de 1997.

Luego ya en 1997, tanto OPEP (en parte por el reingreso de producción adicional de Irak) como los países NO OPEP, incrementaban su producción y esto provocaba una caída de los precios, que en septiembre de 1997 era un 18% menor que en diciembre de 1996.

Así el crudo Dubai que en diciembre de 1996 estaba en 21,81 U\$\$/bl, (equivalente a 34,49U\$\$/2012/bl) llegaba a 17,98 U\$\$/bl en Septiembre de 1997 (equivalente a 31,37U\$\$2012/bl) o sea el 62 %, a valores constantes de 2012.

Pero en Noviembre de 1997, OPEP decidía incrementar la producción e incluso llevaba la cuota a $27,5 \cdot 10^6$ bl/día, un 10% por sobre la vigente desde Enero de 1996 (ver Cuadro N° 18).

Esta resolución de OPEP, tendría como se verá, consecuencias nefastas para su estrategia de mantener estables o crecientes los precios del petróleo. Es que la organización esperaba el mantenimiento de la tendencia creciente de la demanda que entre 1997 y 1996 subía casi $2 \cdot 10^6$ bl/día provocados en un 50% por los países del Sudeste Asiático.

De todas maneras los países de la OPEP producían un 10% por encima de la cuota de 1996. Es decir que la violación de los niveles que la misma establecía eran sistemáticos, especialmente por parte de Venezuela y Nigeria que superaban los valores asignados en casi el 36% y 29% respectivamente.

En consecuencia se llegaba a Diciembre de 1997 con precios del crudo Dubai de 16.84 U\$S/bl, un 7% menores que en Septiembre y equivalentes a 29,41U\$S2012/bl.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 18. Producción de Crudo: OPEP y no OPEP (1997-1998). Cuotas de OPEP y reducción de producción de OPEP Junio 1998 (10³bls/día)

Países	1997	1997							1998						Cuotas OPEP		Reducción OPEP
		1º Sem.	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Dic-97	Jul-98	Jul-98
Arabia Saudita	8345	8200	8265	8350	8435	8580	8625	8670	8760	8705	8625	8435	8490	8445	8761	8023	678
Irán	3630	3640	3640	3650	3450	3890	3460	3690	3590	3600	3600	3830	3600	3620	3942	3318	270
Venezuela	3180	3140	3190	3220	3240	3260	3290	3320	3340	3360	3370	3200	3170	3170	2583	2845	480
Emiratos	2250	2260	2250	2250	2250	2250	2220	2260	2460	2440	2440	2320	2270	2250	2367	2157	420
Kuwait	2150	2060	2095	2080	2125	2120	2145	2190	2200	2205	2205	2105	2100	2105	2190	1980	207
Nigeria	2280	2270	2280	280	2310	2310	2340	2300	2310	2320	2320	2180	2200	2200	2042	2033	200
Libia	1420	1420	1440	1430	1420	1390	1430	1450	1470	1460	1460	1400	1430	1400	1522	1323	120
Indonesia	1360	1370	1380	1400	1350	1330	1300	1370	1230	1390	1360	1250	1300	1330	1456	1280	90
Irak	1150	1080	550	1460	1680	1570	1340	730	1190	1700	1870	2010	2230	1930	1314		
Argelia	850	850	850	850	840	870	860	860	870	870	880	820	820	840	909	788	80
Qatar	620	580	640	650	660	670	680	690	700	710	710	670	690	680	414	640	55
OPEP	27200	26870	26580	27620	27760	28240	27690	27530	28120	28730	28820	28220	28300	27970	27500	24387	2600
Rusia	7200	7160	7190	7280	7280	7290	7280	7220	7290	7320	7290	7170	7070	7130		5890	100
México	3410	3370	3400	3490	3530	3500	3490	3470	3470	3550	3540	3570	3560	3470		3100	200
USA	8290	8330	8325	8210	8265	8225	8225	8255	8132	8085	8125	8272	8192	8159			
Gran Bretaña	2520	2480	2459	2428	2527	2634	2568	2708	2608	2600	2586	2566	2425	2439			
Noruega	3280	3300	3360	3010	3050	3360	3350	3370	3450	3300	3270	3330	3060	3140		3050	100
China	3190	3230	3190	3190	3190	3190	3160	3090	3240	3150	3160	3130	3210	3140			
Otros	14210	14370	14340	14430	14550	14670	14680	14510	14445	14485	14515	13520	13314	13459			100
NO OPEP	42100	41240	42264	42038	42392	42869	42753	42623	42605	42560	42930	42122	41616	41636			500
Total (+)	72100	71810	71544	72358	72852	73809	73143	73043	73585	74150	74310	73222	72796	72488			3100
Precio Crudo Brent (U\$/bl)	19.30	18.06	18.54	18.68	18.46	19.93	19.20	17.11	15.11	13.97	13.06	13.50	14.44	12.05			
Precio Crudo Dubai (U\$/bl)	18.14	17.52	17.37	17.77	17.98	19.20	18.53	16.84	13.40	12.32	11.48	12.30	12.69	11.76			

(+) Incluye líquidos GN de OPEP.

Fuente: Petroleum Economist.

Gráfico N° 9. Evolución del precio Spot del Crudo Dubai (32°API) en dólares corrientes entre el 1° Semestre de junio de 1997 y Junio 1998 y evolución de la producción OPEP y NO OPEP (106 bl/día)

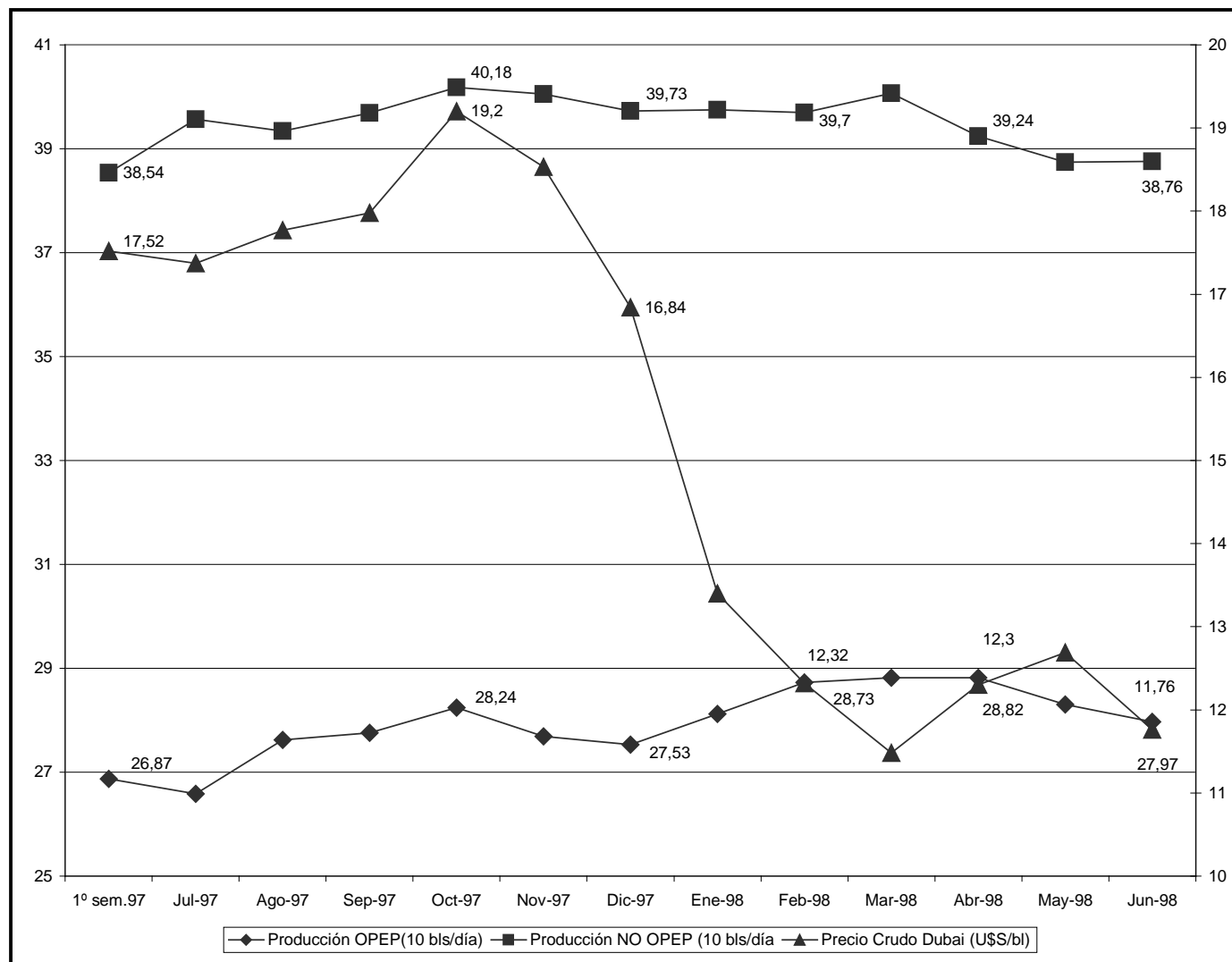
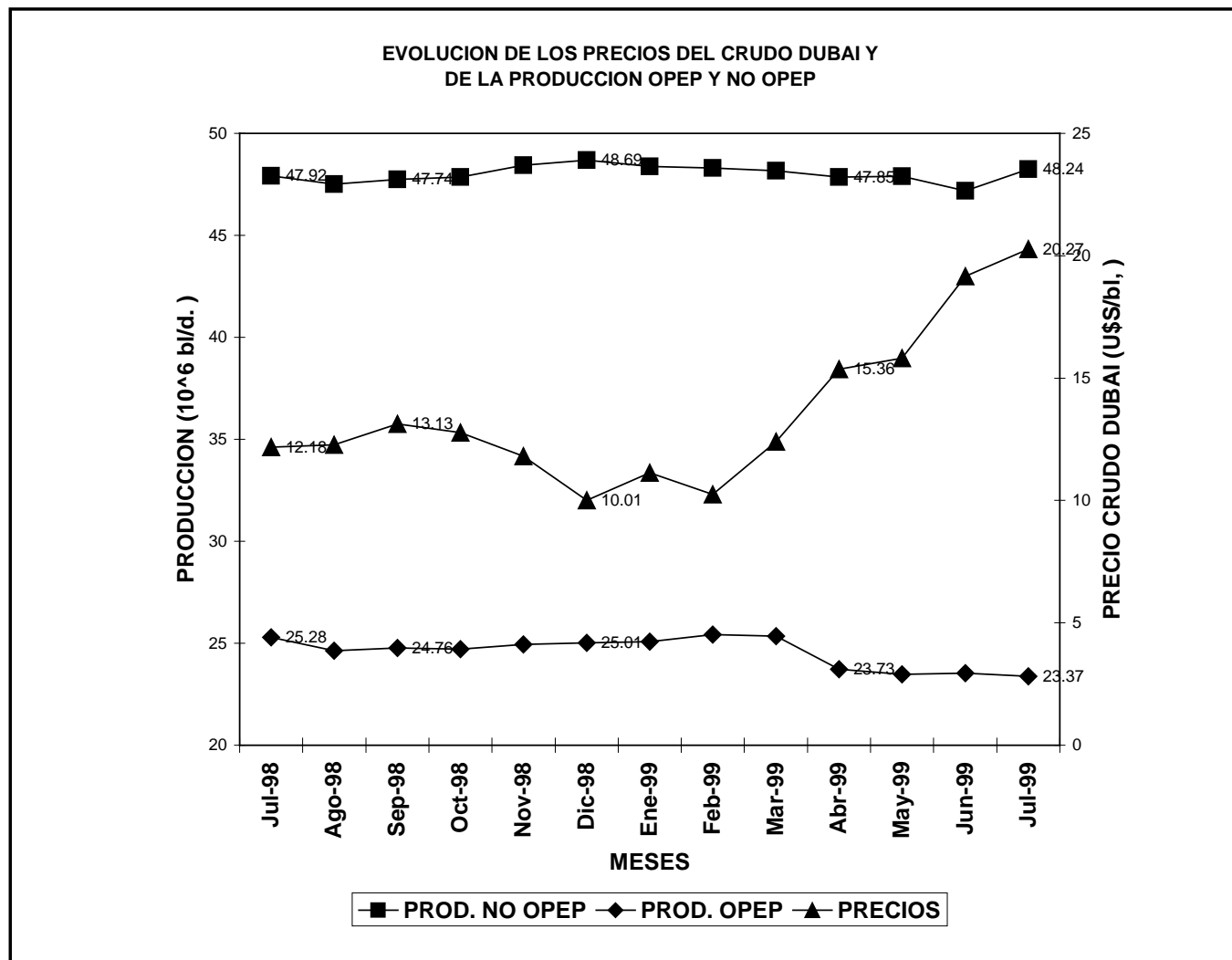


Gráfico Nº 9 bis



viii) El Segundo contra shock petrolero (Ver Gráficos N° 8 y 10 y Cuadros N° 17, 18 y 19)

En 1998 se producía el segundo contrashock petrolero, a 12 años del primero.

Este contrashock provocaba una caída de los precios del petróleo del 37% entre Octubre de 1997 y Junio de 1998 y del 15% entre este mes y diciembre de 1998. La disminución de precios entre 1997 y 1998 llegaba entonces al 32%.

En el mes de junio 1998 el crudo de Dubai llegaba a 11,76 U\$S/bl (equivalente a 21,55 U\$S2012/bl, frente a 33,66 U\$S2012/bl de 1986 y 16,35 U\$S2012/bl de 1973 antes del primer sock de precios). En diciembre de 1998 el Crudo Dubai bajaba a 10,01 U\$S98/bl (equivalente a 18,34 U\$S 2012/bl) por debajo del mínimo de 1986.

Con estos niveles de precios los países de OPEP experimentaban en 1998 una caída de casi una tercera parte de sus ingresos.

Así el nivel de las exportaciones del crudo se incrementaba en 1% en 1998 respecto de 1997 y los ingresos de los países por este concepto (sin considerar las exportaciones de derivados) caían en 34.000 millones de dólares corrientes.

Por supuesto los países importadores del mundo desarrollado fueron los principales beneficiados, pues los subdesarrollados importadores también veían reducidos los ingresos por las exportaciones de sus materias primas.

En una situación de creciente endeudamiento externo y déficit en las cuentas corrientes de la mayor parte de los países exportadores, esta caída de ingresos implicó un mayor endeudamiento externo y mayores ajustes en sus economías.

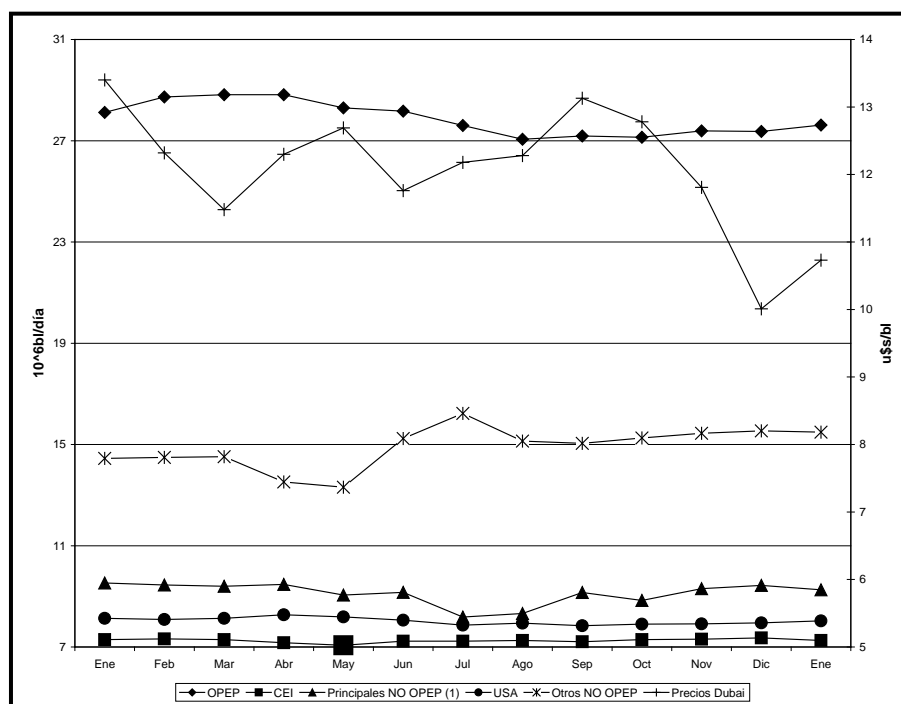
Las causas que provocaban esta caída de precios en 1998 fueron varias y se mencionan a continuación:

- La crisis económica de los países del Sudeste Asiático (tanto de los denominados "tigres de Asia" como de Japón) que fueron los principales responsables del crecimiento de la demanda del petróleo en los últimos años. Si bien su peso relativo como consumidores era de apenas el 7% del total mundial, explicaban casi el 20% del aumento en las exportaciones de crudo entre 1997 y 1996.

Precisamente uno de los primeros síntomas de esta crisis se manifestó en Noviembre de 1997 en Tailandia.

En consecuencia se reducía la tasa de crecimiento del consumo de crudo (que superaba) en 1998 sólo en 400.000 bl/día a la de 1997, cuando en 1997 había crecido casi 1.900.000 bl/día respecto de 1996).

Gráfico Nº 10. Evolución de los precios del crudo Dubai (32º API) en 1998 en dólares corrientes y evolución de la producción de OPEP y NO OPEP



(1) México, UK y Noruega.

Cuadro Nº 19. Cumplimiento de las cuotas de los países de OPEP y NO OPEP. Julio 1998 a Marzo 1999

	Junio 1998	Cuota Junio 1998	Julio 1998	Agosto 1998	Septiembre 1998	Octubre 1998	Noviembre 1998	Diciembre 1998	Febrero 1999	Marzo 1999
OPEP Sin Irak	26.040	24.387	25.280	24.630	24.760	24.710	24.940	25.010	25.430	25.340
Diferencia con la cuota			893	243	373	323	553	623	683	953
A.S.										
Producción	8.445	8023	8220	8135	7920	8295	8110	8110	8140	8185
Dif.con la cuota	197	112	-103	272	87	87	117	162		
Irán										
Producción	3620	3318	3580	3380	3690	3480	3580	3570	3940	3820
Dif.con la cuota	262	62	372	162	262	162	252	622	502	
Venezuela										
Producción	3170	2845	3020	2950	2930	2950	3000	3000	2930	2890
Dif.con la cuota	175	105	85	105	155	155	155	155	85	45
Emiratos										
Producción	2250	2157	2250	2180	2160	2170	2160	2190	2190	2120
Dif.con la cuota	93	23	3	13	3	13	3	33	33	-37
Kuwait										
Producción	2105	1980	2030	2035	1990	1955	1980	1990	2000	2015
Dif.con la cuota	50	55	10	-25	0	-25	0	10	20	35
Nigeria										
Producción	2200	2033	2140	1910	2010	1840	2000	2040	2000	2040
Dif.con la cuota	107	-123	-23	-193	-33	-33	7	-33	7	
Libia										
Producción	1400	1323	1340	1340	1350	1360	1350	1340	1350	1380
Dif.con la cuota	17	17	27	37	27	37	27	17	27	57
Indonesia										
Producción	1330	1280	1280	1270	1310	1290	1310	1320	1300	1340
Dif.con la cuota	0	-10	30	10	30	10	30	40	20	60
Argelia										
Producción	840	788	790	800	790	790	810	820	810	820
Dif.con la cuota	2	12	2	2	2	2	22	32	22	32
Qatar										
Producción	680	640	650	640	610	590	640	630	640	730
Dif.con la cuota	10	0	-30	-50	0	-10	0	-10	0	90
Rusia										
Producción	7130	7030	7230	7260	7210	7290	7310	7360	7350	7390
Dif.con la cuota	200	230	180	260	280	330	320	360	320	360
México										
Producción	3470	3270	3510	3520	3540	3210	3590	3550	3490	3520
Dif.con la cuota	240	250	270	-60	320	280	320	280	320	250
Noruega										
Producción	3140	3040	3240	2460	3040	3030	3100	3170	3130	3100
Dif.con la cuota	200	-580	0	-10	60	130	90	60	90	60
Oman,										
Yemen	2160	2060	2130	2130	2120	2130	2130	2130	2170	2170
Dif.con la cuota	70	70	60	70	70	70	70	70	110	110
Egipto										

Fuente: Petroleum Economist.

- El incremento de la producción de los países de OPEP. Así en el segundo semestre de 1997 superaba en 700.000 bl/día al 1º semestre de 1997 y en el 1º semestre de 1998, era mayor en 890.000 bl/día a la del 2º semestre de 1997. En el

2º semestre de 1998 bajaba en poco más de $1 \cdot 10^6$ bl/día respecto del 1º semestre de 1998.

Incluso, como ya se mencionó, OPEP disponía en 1997, la modificación de los niveles de las cuotas de producción subiéndolas respecto de las vigentes desde el 1º de Enero de 1996 en $2,46 \cdot 10^6$ bl/día a partir de Diciembre de 1997. De esta manera intentaba regularizar la situación de los países de la organización que nunca cumplían, excediéndola, la cuota asignada. Por supuesto esta medida reforzó la oferta (Ver Gráfico N° 10).

A este aumento de la producción de OPEP no fue ajeno el aporte adicional de Irak autorizado por la Naciones Unidas a vender algo más del $1,0 \cdot 10^6$ bl/día de crudo para destinar los ingresos a la adquisición de alimentos. Así Irak pasó de $1,08 \cdot 10^6$ en el 1º semestre de 1997 a $1,92 \cdot 10^6$ bl/día, o sea 740.000 bl/día de incremento. Esto explicaba el 50% del crecimiento en la producción de OPEP. También Rusia contribuía con la reactivación de la explotación de algunos yacimientos

Igual comportamiento tenían los países NO OPEP principales exportadores que adicionaban otros 200.000 bl/día a la producción del segundo semestre de 1998

En definitiva la oferta del crudo del mundo se incrementaba mientras la demanda crecía mucho menos.

Así en el Cuadro N° 17 se puede apreciar como crecía el excedente mundial del crudo, desde 300.000 bl/día en 1996, a 900.000 bl/día en 1997 y a $3,2 \cdot 10^6$ bl/día en el segundo trimestre de 1998, para luego reducirse a 100.000 bl/día en el último trimestre de 1998.

- El aumento en los ya altos stocks de los países nucleados en OCDE (de 80 días a fines de 1996 pasaba a 86 en el primer trimestre de 1998), si bien era un factor que favorecía las compras en el corto plazo, las disminuiría en el futuro, al volver a valores más normales.
- La persistente disminución de los costos de producción por avances tecnológicos que permite el ingreso de mayores volúmenes de crudos al mercado.
- Otro elemento coyuntural fue el invierno relativamente benigno que experimentó el Hemisferio Norte que no presionó sobre la demanda.

Ante esta fuerte y persistente caída de los precios, OPEP reaccionaba tomando las siguientes medidas:

- Se reunían Venezuela, Arabia Saudita y México, es decir países de OPEP y NO OPEP para tratar de detener la disminución de los precios

En sucesivos encuentros países de OPEP con otros exportadores relevantes, decidían recortar la producción buscando equilibrar la oferta con la demanda.

Así entre Marzo de 1998 y Junio de 1998 se fijaba un nivel de cuotas para OPEP de $24387 \cdot 10^3$ bl/día, (del cual queda exceptuado Irak) y que representa una disminución de $2,6 \cdot 10^6$ bl/día respecto de los valores de Febrero de 1998 (Cuadro N° 19).

A estas reducciones se unieron México, Rusia, Noruega, Yemen, Oman y Egipto, adicionando 500.00bl/día de disminución.

En total 10 países de OPEP y 6 países NO OPEP acordaban reducir en 3,1 10⁶bl/día la oferta, que en el segundo trimestre de 1998 superaba en 3,3 10⁶bl/día a la demanda.

Al mes de Agosto de 1998, los 10 países de OPEP habían disminuido la producción a 24,63 10⁶bl/día cumpliendo el 99% del compromiso establecido.

Con el aporte de Irak, la caída neta de la producción había sido de sólo 1.110.000 bl/día, frente a los 2,6 10⁶ bl/día comprometidos, superando aún en cerca de 1,6 10⁶ bl/día la oferta a la demanda.

En los primeros días de Octubre de 1998 el precio del crudo Dubai llegaba a 12,78, u\$S corrientes /bl un 9% más que el muy bajo valor de Junio de 1998 y se situaba en los niveles de febrero de 1998.

ix) El nuevo recorte de producción de Abril de 1999 y la recuperación de los precios (Ver Cuadros N° 17 y 19 y Gráficos N° 8 y 10)

Entre octubre y diciembre de 1998 los precios volvían a caer llegando a 10,01 u\$S98/bl para el Crudo Dubai, equivalente a 18,34 u\$S2012/bl, muy por debajo del mínimo de 1986.

Es que pese a cierta recuperación de la demanda por el invierno riguroso en el hemisferio norte UK y Noruega incrementaban su producción y la oferta el 4º trimestre aumentaba, aunque algo menos que la demanda.

Este nuevo derrumbe de precios conmovía a toda la industria petrolera, pues tanto los países de OPEP, como las empresas multinacionales experimentaban una fuerte caída en sus ingresos y en sus ganancias.

La reacción llevaría a una nueva concertación de la producción entre OPEP y varios países exportadores a fin de restringir más la oferta para conseguir así detener la caída de precios.

Ya en el mes de octubre de 1998, en la 6º Conferencia Mundial de la Energía, en Ciudad del Cabo, tanto los países productores como Arabia Saudita, Venezuela y México y otros del Golfo Pérsico como los consumidores, en especial USA, propiciaban un recorte en los niveles de producción.

Por el lado de USA, importador creciente de petróleo, su actitud obedecía en parte, a la situación de los productores pequeños y medianos del estado de Texas, que afrontaban una difícil situación motivada por los bajos precios del crudo americano.

En Ciudad del Cabo los productores del Golfo Pérsico anunciaban una prórroga en los recortes de producción vigentes desde junio de 1998.

Pero la reunión de la OPEP de Viena de fines de noviembre de 1998 no decidía una baja en la producción y esto provocaba una caída de precios de diciembre a los niveles más bajos de los últimos 25 años.

Una de las causas que se menciona habría sido la lucha entre Venezuela y Arabia Saudita por la captación del creciente mercado importador de USA, donde el país árabe había desplazado en 1998 al país latinoamericano del primer lugar en el abastecimiento. Arabia Saudita señalaba que mientras no cumplieran los países sus compromisos de cuotas no iba a disminuir su producción.

Es que, observando el Cuadro N° 19, se puede ver que entre noviembre y diciembre de 1998 se había incrementado el nivel de no cumplimiento de las cuotas de los países, en especial Irán, Venezuela y México.

Además en Venezuela existían presiones para no recortar la producción ya que la disminución en la cuota de junio de 1998 había sido asumida solamente por PDVSA y todo nuevo achicamiento debía implicar a las empresas privadas con la consiguiente caída en las inversiones y resistencia de las mismas a efectivizar la medida.

Por otra parte se producían y anunciaban las fusiones de empresas petroleras, ya mencionadas, que ante la disminución de sus beneficios en 1998, buscaban en esta estrategia estructural un adicional baja de costos lo cual motivaba la consiguiente pérdida de fuentes de trabajo.

En diciembre se reunían los estados árabes del Consejo de Cooperación del Golfo y proponían una reunión de sondeo en Madrid, previa a la de OPEP del mes de marzo de 1999.

Efectivamente, Arabia Saudita, Venezuela y México se encontraban en los primeros días de diciembre en Madrid y decidían proponer recortes adicionales de producción en la reunión de marzo de 1999.

A todo esto las previsiones de la mayor parte de los organismos financieros y empresas petroleras vaticinaban, en el mejor de los casos, el mantenimiento de los precios en los niveles de diciembre de 1998 e incluso algunas se inclinaban por una mayor disminución.

Por ejemplo, el Centro de Estudios Globales Energéticos de USA vinculaba los precios de 1999 al clima invernal y al cumplimiento de los recortes de producción por parte de OPEP y solo en estos dos casos suponía incrementos de precios, muy moderados, para 1999. Algo similar indicaba la Agencia de Información Energética de USA. Así se llegaba al mes de marzo de 1999 cuando Arabia Saudita, Irán, Venezuela, Argelia y México acordaban un La Haya, el día 11 un nuevo recorte en la producción mundial de crudo. Este solo anuncio provocaba un aumento de precios de casi el 20% respecto de los valores de los primeros días de marzo de 1999.

Por fin en la reunión de OPEP del 23 de marzo en Viena se establecía un nuevo nivel de cuotas de producción, desde el 1° de abril de 1999 y por doce meses. A este acuerdo adherían además Rusia, México, Noruega y Omán.

En el Cuadro N° 20 se indica el nivel de las cuotas de abril de 1999, su comparación con las cuotas de julio de 1998, los recortes de producción sobre la cuota de julio de 1998 y los valores de producción de abril a julio de 1999 y el nivel de cumplimiento de las cuotas por parte de los países comprometidos.

Como puede apreciarse estaba comprometida en la política de redacciones aproximadamente el 54% de la producción mundial. De los grandes países exportadores solo quedaba afuera Gran Bretaña que representaba el 3,7% de la extracción de crudo.

Las primeras reacciones del mercado a esta medida fueron favorables hasta el punto de elevarse los precios, el último día hábil de abril de 1999, en un 60% respecto del promedio de diciembre de 1998.

Cuadro N° 20. Cuotas de producción y recortes: Abril 1999. (10³ bl/día)

País	Cuota de Julio/98	Cuota Abril/99	Recortes a abril/99	Abril		Mayo		Junio		Julio	
				Prod. Realiz	Dif.	Prod. Realiz	Dif.	Prod. Realiz	Dif.	Prod. Realiz	Dif.
Arabia	8,023	7,438	585	7,720	282	7,495	57	7,580	142	7,515	77
Irán	3,620	3,356	264	3,500	144	3,460	104	3,520	164	3,450	94
Venezuela	2,845	2,720	125	2,750	30	2,740	20	2,730	10	2,730	10
Emiratos	2,157	2,000	157	2,050	50	2,000	0	2,020	20	2,020	20
Kuwait	1,980	1,836	144	1,810	-26	1,805	-31	1,800	-36	1,835	-1
Nigeria	2,033	1,885	148	1,960	75	2,030	145	1,980	95	1,880	-5
Libia	1,323	1,227	96	1,320	93	1,310	83	1,310	83	1,320	93
Indonesia	1,280	1,187	93	1,270	83	1,290	103	1,290	103	1,270	83
Argelia	788	730	58	720	-10	740	10	730	0	750	20
Qatar	640	593	47	630	37	610	17	580	-13	600	7
Sub total OPEP	24,689	22,972	1,717	23,730	758	23,480	508	23,540	568	23,370	398
Rusia	7,030	6,930	100	7,350	420	7,400	470	7,350	420	7,370	440
México	3,270	3,145	125	3,350	205	3,380	235	3,240	95	3,390	245
Noruega	3,040	2,940	100	3,080	140	3,070	130	2,920	-20	3,140	200
Omán	870	809	61	900	91	890	81	910	101	910	101
Sub total	14,210	13,824	386	14,680	856	14,740	916	14,420	596	14,810	986
Total Comprometido	38,899	36,796	2,103	38,410	1,614	38,220	1,424	37,960	1,164	38,180	1,384
Irak				2,670		2,500		2,400		2,780	
Resto países				30,500		30,650		30,470		30,650	
Total mundo (*)				71,580		71,370		70,830		71,610	

(*) Incluye líquidos del GN de países de OPEP.

Fuente: Petroleum Economist.

Entre abril de 1999 y septiembre de 1999, más allá de algunas oscilaciones puntuales, los precios del crudo se elevaban en casi un 50%, alcanzando en valores reales niveles todavía inferiores a los de la Guerra del Golfo de 1990.

Es que los 22,82 u\$/bl del crudo Dubai de septiembre de 1999 equivalían a 28,31 u\$2012/bl todavía interiores al promedio en u\$2012 de 1990, que era de 40,05 u\$2012/bl.

¿A qué obedecía esta importante recuperación?

- Al alto nivel de cumplimiento, en especial de los países de OPE, de los compromisos de disminuir la producción. Así en Julio de 1998, en Enero de 1999 y en Julio de 1999 la producción de los países de OPEP, excluido Irak y los condensados del gas natural, era de 25.340 miles b/día, 20.070 miles b/día y 23.370 miles bl/día respectivamente. Los valores de julio de 1999 implicaban casi $2 \cdot 10^6$ bl/día menos de crudo aportado por esos países de OPEP, respecto de Julio de 1998.

A su vez la producción total de crudo, en igual período, caía en $2,44 \cdot 10^6$ bl/día.

Este comportamiento de los países de OPEP resultaba inédito pues se habían caracterizado por no cumplir nunca con este tipo de compromiso.

- Otro factor fue cierta recuperación de la demanda en los países del sudeste asiático y el mantenimiento del consumo en los países de OCDE en especial en los primeros seis meses de 1999, como se puede apreciar en el Cuadro N° 17.

- Como una de las causas señaladas para explicar la caída de precios de 1998, fue el exceso de oferta (llegó a ser en el segundo trimestre de 1998 de casi $3,2 \cdot 10^6$ b/día), la menor producción y la mayor demanda generaban déficit de crudo durante los primeros nueve meses de 1999 como puede apreciarse en el Gráfico N° 8.
- La reducción de los niveles de stock de los países de OCDE era un objetivo fundamental de la estrategia de OPEP, de México y de otros exportadores de crudo.

En este sentido la Agencia Internacional de la Energía (AIE) suministra mensualmente datos del estado de los stocks.

Estos datos son considerados poco confiables por varios especialistas, en especial por la incertidumbre que generan los estratégicos.

Así entre el primer trimestre de 1998 y el segundo de 1999, la AIE solo indicaba una disminución de stocks desde 84 días a 83 días.

- **Otro factor, nada despreciable, fue el manejo de los mercados de futuro, donde los especuladores hacían oscilar los precios para tomar ganancias a su conveniencia.**

Por supuesto la escalada de precios preocupa a los grandes países importadores de crudo en especial USA, no solo por los mayores montos que deberá desembolsar sino por el efecto inflacionario que podría provocar a su vez la elevación de las tasas de interés.

Por eso no extrañó que en el mes de septiembre, para contrarrestar la sub-oferta, Naciones Unidas, autorizaba a Irak a incrementar sus exportaciones de crudo “por razones humanitarias” ya que los montos extras percibidos por ese país se destinan a adquisición de medicamentos y alimentos. De esta manera se pondrían en el mercado casi 460.000 b/día. Adicionalmente Noruega anunciaba su intención de retirarse del acuerdo de reducción de producción de abril de 1999.

También se observaba cierto relajamiento en el cumplimiento de las cuotas por parte de algunos países de OPEP.

Todos estos factores llevaron a que en la primera semana de Octubre de 1999 los precios, que habían superado la barrera de los 25 u\$s corrientes/bl para el crudo WTI, en Septiembre de 1999, cayeran casi un 15% para situarse cerca de los 20 u\$s corrientes/bl el 11 de octubre de 1999.

De todas maneras OPEP en su reunión en Viena del 23 de septiembre no solo había ratificado la vigencia de los recortes hasta marzo del 2000, sino que anunciaba un plan operativo para los próximos 25 años que se discutiría también con otros países exportadores como Rusia, México, Noruega, Egipto, Angola y Omán.

En definitiva se tranquilizaba el mercado (posiblemente los especuladores habrían tomado sus ganancias) y el crudo retomaba valores que los situaban en los 22,48 u\$s corrientes/bl para el WTI y 20,45 u\$s corrientes/bl para el crudo Dubai, el 20 de octubre de 1999. El primer precio correspondía a 26,60 u\$s₂₀₁₂ /bl.

De todas maneras el precio medio del crudo Dubai para todo 1999 se estimaba en 17,25 u\$s corrientes/bl que expresado en u\$s₂₀₁₂ representaba 28,31 u\$s/bl nivel similar al promedio del año 1995.

8. LOS PRIMEROS AÑOS DEL SIGLO XXI

En este párrafo se analizará la situación del Mercado Petrolero antes del denominado tercer shock petrolero, durante el tercer shock, la Segunda Guerra del Golfo y los años inmediatos posteriores.

8.1 Antes del denominado tercer shock petrolero

- Entre Septiembre de 1999 y Septiembre del 2000 se puede observar en el Cuadro N° 20 bis que OPEP dispuso dos aumentos en sus cuotas de producción, uno en Abril del 2000 y otro en Julio del 2000, aportando al mercado, respecto de Abril de 1999 unos 2.428 miles de m³ más de crudo, y respecto de Julio de 1998 unos 1.113 miles de m³ adicionales. En Septiembre del 2000 aumentaba en otros 800.000 bl/día la cuota que llegaba entonces a 26.200.000 bl/día. Estos valores no alcanzaban a compensar los incrementos en la demanda.

De todas maneras casi siempre los países de OPEP han producido por encima de las cuotas asignadas. Este desfasaje entre oferta y demanda como se aprecia más claramente en el Cuadro N° 17, explica en parte la elevación de los precios del crudo que en Agosto de 2000 se situaban para el crudo WTI en 40,57 u\$s 2012 /bl, todavía un 75% por debajo de los valores vigentes en 1974 durante el primer shock petrolero.

En el Gráfico N° 11 se puede observar la evolución de los precios spot para el crudo WTI, en u\$s corrientes entre julio de 1999 y agosto de 2000.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

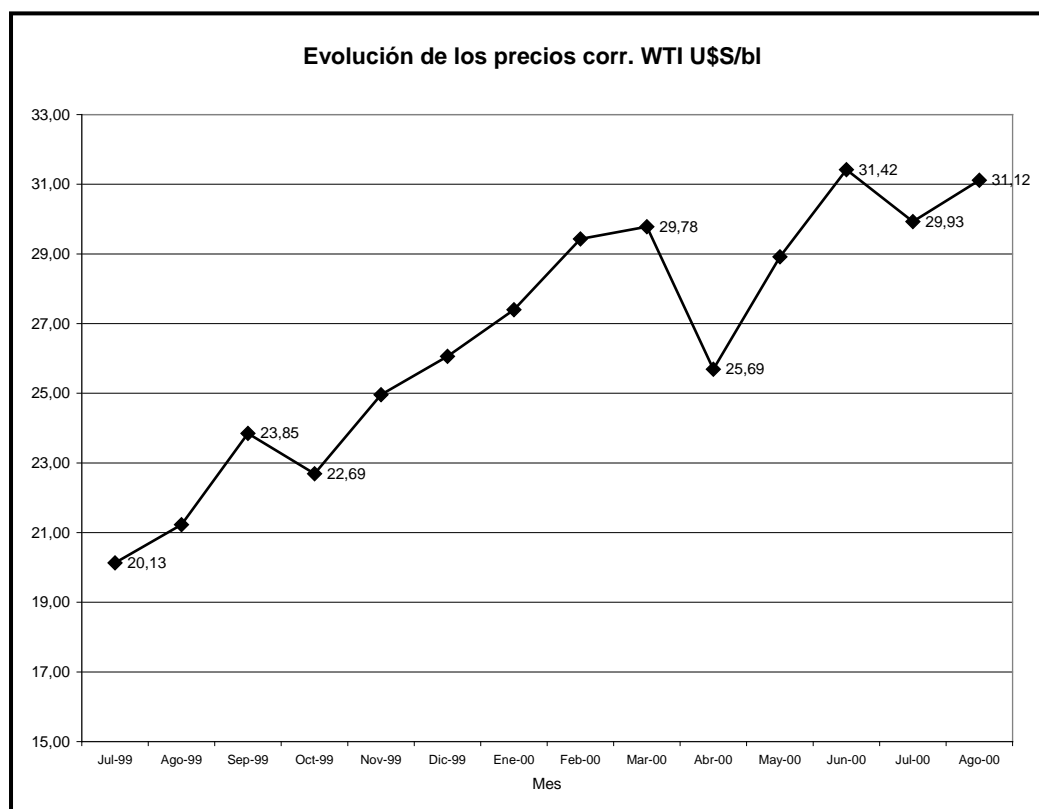
Cuadro Nº 20 bis

PAIS	CUOT A Abril 99	Recort es a Abril 99	Enero 1999		Febrero 1999		Marzo 1999		Abril 1999		Mayo 1999		Junio 1999		Julio 1999		Agosto 1999		Septiembre 1999		Octubre 1999		Noviembre 1999		Diciembre 1999		TOTAL 1999	
			Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia	Produc ción Realiza da	Difere ncia
Arabia	7438	585	8130		8140		8185		7720	7135	7495	6910	7580	6995	7710	7125	7635	7050	7650	7065	7700	7115	7705	7120	7835	7250	7790	7205
Irán	3356	264	3690		3940		3820		3500	3236	3460	3196	3520	3256	3340	3076	3210	2946	3220	2956	3480	3216	3530	3266	3370	3106	3500	3236
Venezuela	2720	125	2970		2930		2890		2750	2625	2740	2615	2730	2605	2730	2605	2730	2605	2730	2605	2730	2605	2730	2605	2780	2655	2790	2665
Emiratos	2000	157	2180		2190		2120		2050	50	2000	1843	2020	1863	2020	1863	2030	1873	2030	1873	2020	1863	2020	1863	2030	1873	2060	1903
Kuwait	1836	144	1990		2000		2015		1810	1666	1805	1661	1800	1656	1830	1686	1815	1671	1840	1696	1830	1686	1905	1761	1885	1741	1830	1686
Nigeria	1885	148	1990		2000		2040		1960	1812	2030	1882	1980	1832	1910	1762	1870	1722	1910	1762	1970	1822	1950	1802	1980	1832	1970	1822
Libia	1227	96	1350		1350		1380		1320	1224	1310	1214	1310	1214	1330	1234	1320	1224	1330	1234	1370	1274	1390	1294	1400	1304	1350	1254
Indonesia	1187	93	1290		1300		1340		1270	1177	1290	1197	1290	1197	1300	1207	1290	1197	1280	1187	1240	1147	1260	1167	1280	1187	1290	1197
Argelia	730	58	830		810		820		720	662	740	682	730	672	740	682	740	682	740	682	730	672	730	672	720	662	750	692
Qatar	593	47	650		640		730		630	583	610	563	580	533	610	563	630	583	620	573	630	583	640	593	630	583	630	583
SUBTOTAL OPEP	22972	1717	25070	0	25300	0	25340	0	23730	20170	23480	21763	23540	21823	23520	21803	23270	21553	23350	21633	23700	21983	23860	22143	23910	22193	23960	22243
Rusia	6930	100	7290		7350		7390		7350	7250	7400	7300	7350	7250	7500	7400	7580	7480	7530	7430	7580	7480	7620	7520	7640	7540	7480	7380
México	3145	125	3600		3520		3520		3350	3225	3380	3255	3240	3115	3360	3235	3270	3145	3280	3155	3180	3055	3280	3155	3210	3085	3350	3225
Noruega	2940	100	3120		3130		3100		3080	2980	3070	2970	2920	2820	3220	3120	2980	2880	2990	2890	3180	3080	3430	3330	3530	3430	3140	3040
Omán	809	61	880		900		910		900	839	890	829	910	849	890	829	890	829	900	839	890	829	890	829	880	819	890	829
SUBTOTAL OTROS	13824	386	14890	0	14900	0	14920	0	14680	14294	14740	14354	14420	14034	14970	14584	14720	14334	14700	14314	14830	14444	15220	14834	15260	14874	14860	14474
TOTAL COMPROMETIDO	36796	2103	39960	0	40200	0	40260	0	38410	34464	38220	36117	37960	35857	38490	36387	37990	35887	38050	35947	38530	36427	39080	36977	39170	37067	38820	36717
Irak			2410		2540		2500		2670		2500		2400		2760		2800		2860		2820		2370		1670		2530	
USA			7746		7657		7732		7666		7648		7611		7637		7569		7543		7704		7656		7755		7660	
Canadá			2249		2212		2156		2182		2235		2172		2244		2237		2201		2224		2340		2379		2230	
UK			2671		2678		2647		2718		2507		2400		2602		2646		2591		2658		2699		2634		2620	
China			3210		3210		3200		3190		3170		3200		3130		3280		3120		3140		3220		3160		3190	
Resto Países ; condensados y LGN			15194		15243		15015		14744		15090		15147		15107		15268		15325		15434		15485		15582		15200	
TOTAL MUNDO		2103	73440		73740		73510		71580	34464	71370	36117	70890	35857	71970	36387	71790	35887	71690	35947	72510	36427	72850	36977	72350	37067	72250	36717

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

PAIS	Enero 2000		Febrero 2000		Marzo 2000		ABRIL CUOTAS		Abril 2000		Mayo 2000		Junio 2000		JULIO CUOTAS	
	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia	Producción	Diferencia
	Realizada		Realizada		Realizada		Comprometida	con Abril 1999	Realizada	con Abril 2000	Realizada	con Abril Cuotas	Realizada	con Abril Cuotas	Comprometida	con Abril 2000
Arabia	7785	7200	7815	7230	7865	7280	8023	585	8055	7470	8185	7600	8300	7715	8253	7668
Irán	3390	3126	3490	3226	3810	3546	3390	34	3590	3556	3650	3616	3650	3616	3727	3693
Venezuela	2790	2665	2800	2675	2800	2675	2845	125	2850	2725	2880	2755	2880	2755	2926	2801
Emiratos	2070	1913	2120	1963	2220	2063	2157	157	2340	2183	2280	2123	2330	2173	2219	2062
Kuwait	1905	1761	1915	1771	1985	1841	1980	144	2075	1931	2085	1941	2100	1956	2037	1893
Nigeria	1940	1792	1990	1842	1960	1812	2033	148	2010	1862	1960	1812	2020	1872	2091	1943
Libia	1410	1314	1420	1324	1410	1314	1323	96	1420	1324	1410	1314	1420	1324	1361	1265
Indonesia	1180	1087	1250	1157	1250	1157	1280	93	1280	1187	1310	1217	1310	1217	1317	1224
Argelia	760	702	760	702	770	712	788	58	790	732	800	742	810	752	811	753
Qatar	640	593	650	603	670	623	640	47	680	633	690	643	700	653	658	611
SUBTOTAL OPEP	23870	22153	24210	22493	24740	23023	24459	1487	25090	23603	25250	23763	25520	24033	25400	23913
Rusia	7630	7530	7710	7610	7770	7670	7080	150	7770	7620	7830	7680	7800	7650	7282	7132
México	3500	3375	3350	3225	3430	3305	3295	150	3470	3320	3480	3330	3480	3330	3389	3239
Noruega	3350	3250	3460	3360	3360	3260	3090	150	3170	3020	3260	3110	3150	3000	3178	3028
Omán	890	829	920	859	920	859	900	91	900	809	910	819	910	819	925	834
SUBTOTAL OTROS	15370	14984	15440	15054	15480	15094	14365	541	15310	14769	15480	14939	15340	14799	14774	14233
TOTAL COMPROMETIDO	39240	37137	39650	37547	40220	38117	38824	932	40400	38372	40730	38702	40860	38832	40174	38146
Irak	2200		2610		2180				2650		3050		2560			
USA	7752		7800		7827				7944		7877		7826			
Canadá	2342		2351		2345				2244		2305		2302			
UK	2646		2568		2606				2481		2112		2112			
China	3250		3260		3260				3260		3250		3250			
Resto Países ; condensados y LGN	15620		15611		15402				15421		15886		15880			
TOTAL MUNDO	73050	37137	73850	37547	73840	38117		932	74400	38372	75210	38702	74790	38832		38146

Gráfico Nº 11



8.2 El tercer shock petrolero

Antes de analizar la situación es necesario precisar qué se entiende por shock petrolero.

Se puede afirmar que se produce un shock petrolero cuando ante un aumento importante en los precios del petróleo, la economía entra en recesión o se origina una baja importante en el crecimiento económico, esto es una reducción del PBI real en un 2 – 3% ⁽⁷⁾.

Así durante el primer y segundo shock petrolero se produjeron las siguientes caídas en los PBI:

- 4,7 % en el de USA
- 2,5% en el de Europa
- 7,0% en el de Japón
- 3,0% en el mundial

Por supuesto, habría que considerar también otros factores además del Precio del Crudo que puedan afectar el crecimiento económico (tasas de interés, desempleo, sobrevaluación de activos, etc., etc.).

Por otra parte para que se considere que un aumento de precios provocará un shock se deben dar ciertas condiciones:

(7) Philip K. Verleger Jr., "Third Oil Shock: real or imaginary", Oil and Gas Journal, June 12, 2000.

- Primera: que crezca el consumo mundial de petróleo a tasas mayores que la producción
- Segunda: que no se pueda recurrir a los stocks de crudo y derivados.
- Tercera: que no haya suficientes inversiones en exploración y desarrollo.
- Cuarta: que haya poca capacidad ociosa de producción tanto en OPEP como fuera de OPEP.

Se verá si estas condiciones se estaban cumpliendo, a mediados del 2000:

Primera: El Consumo Mundial

A continuación se presenta la evolución de las tasas del consumo de petróleo en tres períodos históricos para el Mundo, la OCDE, los países del Sudeste Asiático y para los subdesarrollados.

	1983/73	1999/83	1999/95
Mundo	0.2	1.5	1.9
OCDE	(1.8)	1.4	1.6
SE ASIA	4.7	6.3	2.8
Subdesarrollados	4.2	4.2	3.4

Se estimaba que entre el 2000 y el 2001 el consumo crecería cerca del 2% en el mundo. Es decir se aceleraría en el consumo petrolero mundial.

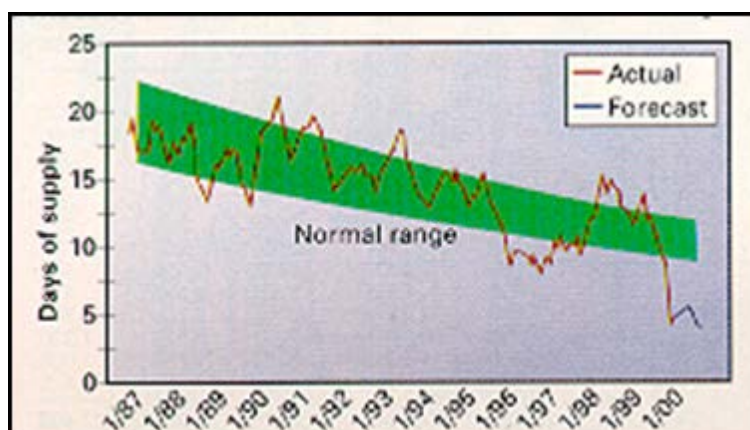
Segunda: Los niveles de Stock

En Mayo del 2000 los stock se encontraban en USA a niveles de 1976. En cuanto a los países de la OCDE, en 1981 presentaban 103 días, en 1990 (Guerra del Golfo) 100 días y en Mayo del 2000 79 días.

En el Gráfico N° 12 se puede apreciar la evolución de los stocks utilizables en los países de OCDE que en los primeros meses del año 2000 estaban debajo de los cinco días de consumo.

Por otra parte cuando los precios spot (corto plazo) son mayores que los forward (futuros) no conviene hacer stocks.

Gráfico N° 12. Usable commercial stocks in OCDE countries



Tercera: Las inversiones en exploración y desarrollo

El Gráfico N° 13 mostraba la evolución de las inversiones en exploración y desarrollo y del precio del crudo, en ambos casos en u\$s corrientes. Como se ve eran bastantes simétricas y salvo en el período 1995-97 seguían tendencias similares.

Desde 1981 hasta 1986 las inversiones bajaban de casi 95.000 10⁶ u\$s81 a 25.000 10⁶ u\$s de 1986 (aproximadamente 24.450 10⁶ u\$s de 1981), subían a 70.000 10⁶ u\$s 97 en 1997 (aproximadamente 53.700 10⁶ u\$s81) y en 1999 se situaban en 45.000 10⁶ u\$s99 (aproximadamente 36.000 10⁶ u\$s81). Es decir una disminución en términos reales entre 1981 y 1999 de casi el 60%.

Por otra parte, en 1981 se producían 58.500 10³ bl/día de petróleo en el mundo y en el 2000 se llegaba a 74.700 10³ bl/día.

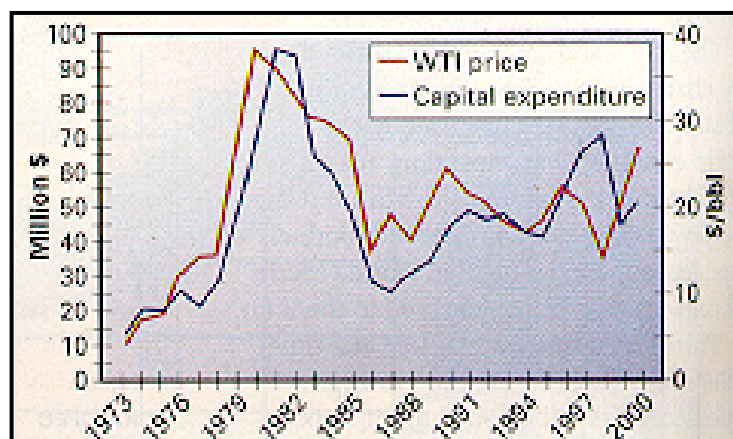
Si bien los costos para descubrir y producir un barril de crudo habían bajado entre el 20-30% entre 1990 y el año 2000, era probable que cada vez resultara mayor la parte de la inversión destinada a compensar la declinación de los yacimientos.

OPEP, por su parte, estimaba que para aumentar su capacidad de producción a 44.000.000 bl/día en el 2010, necesitaría casi 30.000 10⁶ u\$s98 por año y la producción de OPEP es el 40-50% de la mundial. Esto significaría un requerimiento de inversión mundial en exploración y desarrollo de casi 75.000 10⁶ u\$s/año frente a los casi 45.000 10⁶ u\$s/año a principios del año 2000.

Por otra parte no solo los bajos precios del crudo habían disminuido las inversiones sino que las Compañías Petroleras Mayores estaban destinando buena parte de sus ingresos a:

- Comprar yacimientos ya descubiertos
- Recomprar sus acciones en las bolsas
- Fusionarse (casi 260.000.000 10⁶ u\$s corrientes se destinaron en 1998-1999 a esta finalidad que condujo a las nuevas empresas: EXXOMOBIL, BPAMOCO ARCO CASTROL, TOTAL PETROFINA ELF, REPSOL YPF)

Gráfico N° 13. Oil company investment vs crude price



Cuarta: Hay poca capacidad ociosa en OPEP

En el Cuadro siguiente se aprecian las cuotas de producción, la producción a Junio 2000 y la capacidad ociosa de OPEP según la Agencia Internacional de Energía en 10³ bl/día.

Países	Cuotas Sep-00	Producción Jun-00	Capacidad (AIE)
Argelia	836	810	1000
Indonesia	1358	1310	1400
Irán	3843	3650	3700
Kuwait	2101	2100	2700
Libia	1404	1420	1500
Nigeria	2156	2020	2200
Qatar	678	700	700
Arabia Saudita	8512	8300	10800
Unión Emiratós	2289	2330	2500
Venezuela	3018	2880	300
10 OPEP	26200	25520	29500
Irak		2560	2800
TOTAL OPEP		28080	32500

Si se tiene en cuenta que el 10 de septiembre del 2000 los 10 OPEP decidían incrementar en 800.000 b/día sus cuotas de Julio 2000, la producción de OPEP llegaría a 28.880 103 bl/día (con Irak) con casi 3.600 103 bl/día de capacidad no utilizada.

El cuadro anterior mostraba que la capacidad ociosa de producción estaba concentrada esencialmente en tres países del Golfo Pérsico A. Saudita, Kuwait y Emiratos Árabes, que suelen tener posiciones muy cercanas entre sí y proclives a mantener niveles de precios no exageradamente altos (por ejemplo 25 u\$s corrientes /bl en el año 2000).

Estos países estaban en condiciones de incrementar su producción, en casi 3 millones de bl/día, sin inversiones adicionales significativas.

El resto de los países productores del mundo estaban casi en el límite de su capacidad de producción.

- ¿Pero entonces se estaba asistiendo a mediados del año 2000 al tercer shocks sobre la economía mundial provocado por el petróleo?

No hubo opiniones coincidentes sobre este aspecto, pero prevalecieron las de aquellos que lo negaban, con este tipo de argumentos:

- ◆ Las economías desarrolladas (las "nuevas economías") eran menos vulnerables en el año 2000 a los altos precios (30 u\$s2000/bl) que en 1973/74 y 1979/80. Así la intensidad petrolera había caído casi en un 25% desde 1980 por los avances tecnológicos y el mayor peso de los servicios en el PBI. Pese a lo cual seguía aumentando en valores absolutos el consumo de petróleo, en especial en el sector Transportes.
- ◆ La incidencia del gasto petrolero era mucho más bajo que en 1974-1980 en USA. Así era del 4% en 1974, 6.3% en 1980 y del 1.9% en el 2000. Para que subiera al 4% de 1974 los precios deberían haber subido a 50 u\$s corrientes/bl.

- ◆ Se suponía que el efecto de los niveles de precios cercanos a 30 u\$/bl sería bajar en 0.5-0.7% la tasa de crecimiento del PBI mundial estimada entre el 2.8-3.5%.
 - ◆ Sí afectaba más a Europa que a USA, pues Estados Unidos importaba el 60% de su consumo petrolero mientras que en Europa (excluidas Noruega y el Reino Unido) llegaba al 94%. Por el contrario la intensidad petrolera era mayor en USA (330 Tn de PE por millón de u\$ de PBI) que en Francia (149) y Alemania (190).
 - ◆ Por otra parte tendría influencia sobre la inflación y se estimaba como responsable de casi el 1% de los 2.4% de la de USA.
 - ◆ Los países exportadores de petróleo se veían favorecidos pues por cada dólar de aumento en los precios del crudo, en dólares corrientes, se incrementaban los ingresos en 1.200 10⁶ u\$ en Venezuela, 640 10⁶ u\$ en México, 130 10⁶ u\$ en Argentina, 8.230 10⁶ u\$ en la OPEP y se transferían de los países importadores a los exportadores casi 15.000 10⁶ u\$.
- En cambio los países importadores se perjudicaban de la misma manera del modo siguiente:

USA en	3.800 10 ⁶ u\$
OCDE en	9.900 10 ⁶ u\$
Europa en	3.600 10 ⁶ u\$
Japón en	1.950 10 ⁶ u\$
Chile en	100 10 ⁶ u\$
Brasil en	330 10 ⁶ u\$

- ◆ ¿Cuáles eran los argumentos de la OPEP para mantener su política?

Se pueden sintetizar en los siguientes:

- en 1998 los bajos precios del crudo le significaron 46.000 10⁶ u\$ corrientes de menores ingresos, que beneficiaron a las economías de los países desarrollados. Si se consideran los problemas de déficit acumulados entre 1983 y 1997 en su cuenta corriente del Balance de Pagos, de 120.000 10⁶ u\$ corrientes, los recursos del petróleo resultaban esenciales para estos países.
- El fuerte aumento del consumo en los países desarrollados con precios muy bajos, implicaba un derroche de petróleo, en especial en el sector Transportes, con el consiguiente incremento en la contaminación gaseosa.
- Los altos niveles de impuestos que gravaban a los combustibles en especial en Europa, donde llegaban casi al 70% para las naftas y entre el 50-60% para el gas oil. Por otro lado, la OPEP aducía que cuando aumenta el precio del crudo aumentan los precios finales y no se tocan los impuestos. Por ejemplo una estructura típicamente europea de precios de los derivados era la siguiente:

Productores crudos	16%
Refinadores y comercializadores	16%
Impuestos	<u>68%</u>
	100%

Otro ejemplo en el Reino Unido: (en dólares corrientes)

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

	1995	1997	1999
Precio Crudo	17	19	17
Ingreso del barril compuesto de derivado	109	127	141
Impuestos	64	80	96

Es decir que para iguales niveles de precio del crudo los impuestos se incrementaban en un 50% entre 1995 y 1999 y el ingreso por barril en un 30%.

- Otro factor al que OPEP atribuía incidencia apreciable en el mercado era el accionar de los especuladores que jugaban en la bolsa de papeles petroleros por ejemplo tomando ganancias y alterando el comportamiento de los precios.
- Por último atribuían también a los bajos niveles de stocks de las empresas una presión adicional sobre la producción ofrecida de crudo.

Pero también se alzaban voces en OPEP alertando sobre una desmedida inclinación por los aumentos de precios. Esta opinión era representada por el ex – ministro de petróleo de A. Saudita Yamani.

El ex – ministro señalaba que precios muy altos, superiores a 25 u\$s corrientes/bl acelerarían el reemplazo del petróleo por fuentes alternativas especialmente en el sector transporte.

Indicaba que estos altos niveles podrían mantenerse hasta el 2001 pero después se derrumbarían como ya había ocurrido en la década de los ochenta y en veinte años los precios bajarían al nivel de un dígito.

Para impedirlo o demorar esta “catástrofe” proponía aportar más crudo por los países de OPEP al mercado.

- Los deseos de la OCDE

Tanto los europeos como Estados Unidos (exceptuados los petroleros de Texas) propiciaban precios no superiores a los 25 u\$s corrientes /bl para no alentar expectativas inflacionarias que afectaran el buen desempeño de la economía mundial.

El problema era que si la expectativa era que los futuros fueran inferiores a los de corto plazo (spot) no se incrementarían los stocks y se mantendrían los de ahora lo más posible.

Quedaba una pregunta ante los hechos de 1999 y el 2000. La variación de precios ocurrido desde 1998 ¿habría obedecido a causas coyunturales o estructurales? Es decir, ¿todo se explicaba por?

- ◆ Sobre oferta de crudo
- ◆ Bajo crecimiento de la demanda
- ◆ Inviernos benignos
- ◆ Altos stocks

Si bien los niveles de sobre oferta o de bajo crecimiento de la demanda tienen influencia, es cierto que ambos conceptos: oferta y demanda no son muy elásticos a los precios en el corto y mediano plazo.

Incluso si se analiza el Gráfico N° 8 y el Cuadro N° 17, no siempre la sobre oferta de crudo explica la variación de precios.

¿Entonces cómo se explica?

Puede que otro aspecto haya influido enormemente sobre la evolución de los precios y es el comportamiento de OPEP y de los NO OPEP, en cuanto a su confiabilidad para cumplir las decisiones que se toman por unanimidad.

También la no concertación de políticas de mediano plazo entre los países productores y consumidores para estabilizar el mercado.

Adicionalmente la especulación financiera con los “papeles petroleros” que puede alterar el comportamiento del mercado como se altera el comportamiento de los Bolsas de acciones en todas las plazas del mundo.

8.3 Los acontecimientos del 2001 y 2002 (Ver Gráfico N° 14)

Durante los tres primeros trimestres del 2001 la Producción de Petróleo del Mundo, fue superior a la demanda, salvo por las oscilaciones en el aporte de Irak que no estaba sometida al sistema de cuotas de OPEP.

Hasta los sucesos del 11 de septiembre del 2001, los precios del crudo, en dólares corrientes, se mantenían dentro de las expectativas de OPEP, es decir cercanos a los 27 U\$S/bl del WTI.

Lo mismo que durante la Guerra del Golfo se produjo, casi simultáneamente con los efectos del atentado, una estampida de precios que superó en los días siguientes al 11 de septiembre los 30 U\$S corrientes /bl para el WTI.

Esto parecería haber sido producto del pánico de algunos financistas que buscaron resguardo en los papeles petroleros temiendo una caída de las bolsas de valores. Pero esta maniobra especulativa no podía ser duradera, pues se derrumbó la demanda de crudo y el precio del crudo, en dólares corrientes, bajó en Octubre a 22,33U\$S/bl y a 18,89 u\$S/bl en diciembre del 2001 para el crudo WTI.

Nuevamente la volatilidad en los precios del crudo y las oscilaciones hacia arriba y hacia abajo, que no tienen nada que ver con el comportamiento del mercado real petrolero, evidenciaban una vez más que la especulación con los papeles petroleros seguía siendo, quizá, la principal fuerza que movía los precios del crudo.

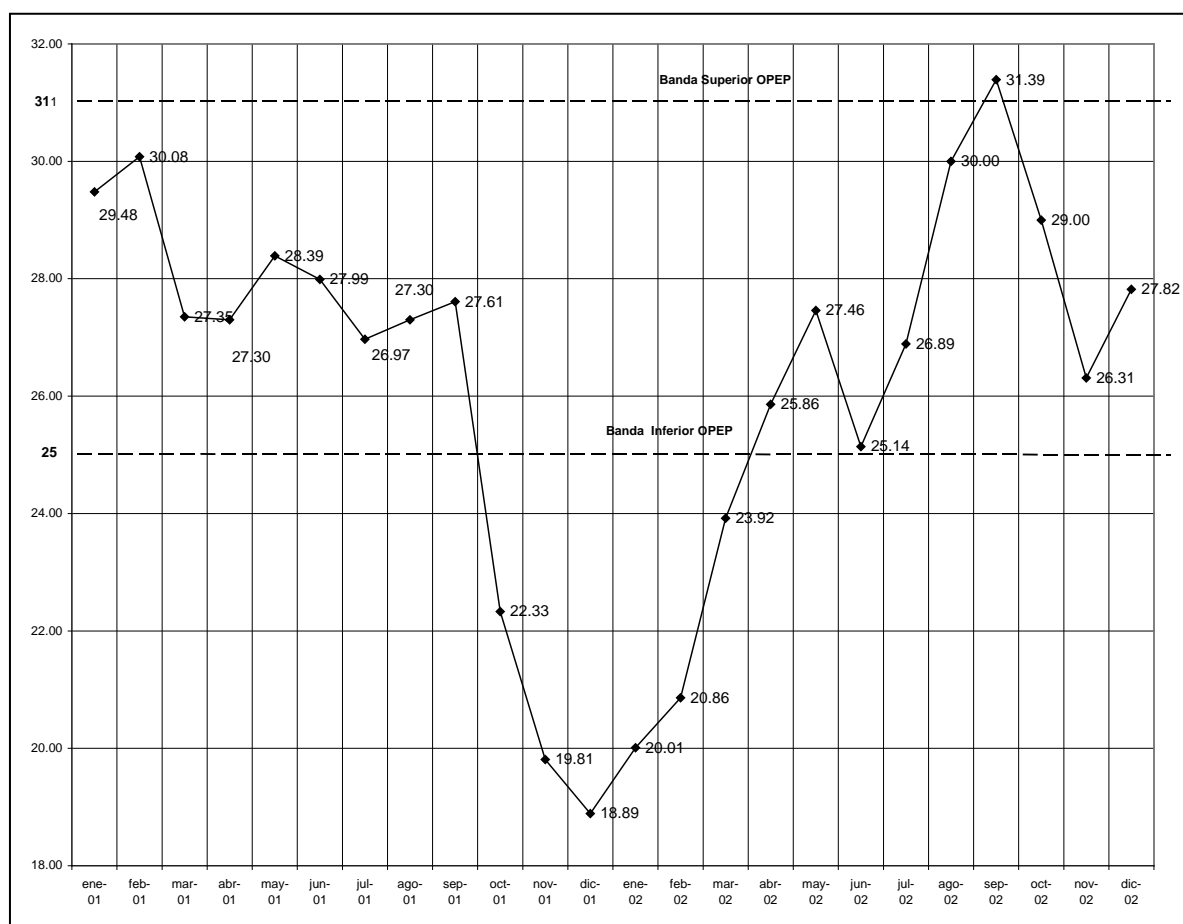
En noviembre del 2001, OPEP reaccionaba y bajaba en 1 millón de barriles día la producción de sus países miembros y los precios comenzaban a incrementarse en el 2002.

En consecuencia los precios promedio del año 2001 resultaban, en valores corrientes y para el crudo WTI casi un 15% menores que en el año 2000. Los 33,60U\$S 2012/bl del promedio 2001, se ubicaban en los niveles de 1992 (33,64 U\$S2012/bl) en valores constantes, esto es entre los mayores de la década de los 90.

Todo el año 2002, y pese a que en el segundo y tercer trimestre la oferta superaba a la demanda, los precios tuvieron una tendencia creciente hasta septiembre de dicho año, cuando tocaron los 31,39 U\$S corrientes/bl para el WTI y esto fue consecuencia de la drástica reducción de la oferta de OPEP que de los 27, 0 10⁶ bls/día a fines del 2001 bajaba su aporte a los 24,9 10⁶ bls/día.

Por lo tanto los precios promedio del año 2002 para el crudo WTI (26,16 U\$S/bl) eran levemente superiores, en moneda corriente, a los del año 2001 (25,93 U\$S/bl). Si se observa el cuadro siguiente que muestra la relación entre la oferta y demanda de petróleo durante el año 2002 se podrá confirmar que la evolución de los precios no se explicaba necesariamente por la relación oferta-demanda.

Gráfico N° 14. Evolución de los precios del Crudo WTI (U\$S corrientes/bl) Entre Enero 2001 y Diciembre 2002



Año 2002

	10 ⁶ bl/día				2002
	Q ₁ 2002	Q ₂ 2002	Q ₃ 2002	Q ₄ 2002	
Demanda	76.6	75.4	76.6	78.5	76.8
Oferta	77.5	75.9	76.9	76.6	76.7
Diferencia	(0.9)	0.5	0.3	(1.9)	(0.1)

Fuente: Oil Market Report.

8.4 La Guerra de Irak y el año 2003

En febrero del 2003 se producía la guerra de Irak.

Estados Unidos apoyado militarmente por Inglaterra y sin el acuerdo de Naciones Unidas decidía declarar la guerra a Irak.

El motivo aducido fue la existencia en ese país de armas biológicas que podrían poner en grave riesgo a la población de los países del denominado Occidente. Pero ni las inspecciones de expertos de Naciones Unidas, ni la posterior ocupación y derrota militar de Irak pudo demostrar la existencia de ese tipo de armas. En consecuencia parecería que otros fueron los motivos que llevaron a USA a atacar y vencer a las fuerzas militares regulares de Irak y a derrocar a Hussein.

Brevemente se describirá aquí la situación petrolera de Estados Unidos a fines del año 2002.

Se sabe que es la potencia hegemónica mundial y su economía sigue siendo el motor de la mundial, como lo demuestra el enorme déficit comercial que este país tenía (cerca de 500.000 millones de dólares en 2003). Sus reservas comprobadas de petróleo (unos 30,4 miles de millones de barriles) eran en el año 2002 algo menos que el 3% de las mundiales, pero la duración de las mismas, al ritmo de producción de ese año apenas superaban los 10 años.

Por otra parte la producción de petróleo en el año 2002 era el 87% de la existente diez años antes mientras el consumo era creciente y un 15% mayor que en 1992. Pese a las medidas de uso racional de energía y al aporte de otras fuentes energéticas (esencialmente Gas Natural) la participación del petróleo en el consumo total de energía se mantenía en los niveles de 10 años antes.

Es decir que con un crecimiento del consumo una caída de la producción y de las reservas, las importaciones de petróleo, resultaban cada día mayores. El origen de las importaciones de petróleo de USA en los primeros meses del año 2003 era el siguiente.

	10 ³ bl/día	%
Arabia Saudita	1820	21.3
Canadá	1621	19.0
México	1566	18.3
Nigeria	798	9.3
Irak	600	7.0
Inglaterra	411	4.8
Venezuela	399	4.7
Angola	245	2.9
Kuwait	134	1.6
Colombia	120	1.4
Gabon	113	1.3
Noruega	104	1.2
Rusia	99	1.2
Trinidad y Tobago	73	0.9
Ecuador	71	0.8
Otros	373	4.4
Total	8547	100

Fuente: Oil and Gas Journal April 7 2003 página 17.

Los países de América; cercanos a USA, Canadá; México y Venezuela, aportaban el 42% de las importaciones.

Aquí debe mencionarse que el aporte de Venezuela históricamente, era mucho mayor al 4,7% que muestra la tabla anterior. Es que precisamente los conflictos petroleros y políticos de Venezuela hacían descender sus niveles de producción de los normales 2,6 - 2,8 millones de 2002 a poco más de 1,0 millón de barriles día en los primeros meses del 2003. Esta menor producción afectaba sus exportaciones, en particular a USA, (el 63% de las de crudo iban a USA)

De todas maneras históricamente el nivel de importaciones conjuntas desde Canadá, México y Venezuela ha oscilado en el 45% de las totales de USA. Por otra parte USA obtenía aproximadamente el 30% de sus importaciones de países de Medio Oriente, en especial de Arabia Saudita, país alineado políticamente a nivel de gobierno con USA, pero cuna de terroristas y fuente de financiamiento de los mismos.

Pese a lo diversificado del origen de sus importaciones de petróleo, USA dependía del crudo de Medio Oriente para su aprovisionamiento.

Es que el conjunto de países de América es deficitario en petróleo ya que importaba, en el 2003, el 26% de lo que consumía. Es decir que el petróleo de México, Venezuela y Canadá no alcanzaba para satisfacer las necesidades de USA.

En consecuencia USA tenía que depender del Medio Oriente para su aprovisionamiento futuro, (mientras nuevas formas de energía como las pilas de combustible o el autoeléctrico no sustituyan su alto consumo de gasolinas, que representaba el 46,3% de su consumo de petróleo).

Esto lleva a analizar el otro actor. Irak

Hussein, tuvo como aliado a USA en su guerra contra Iran en los 80.

Es un país complejo, con varias vertientes de la religión musulmana (sunnitas; chiitaas; turcomanos), y con una actitud separatista por parte de los Kurdos en el Norte.

Irak tenía 109,2 miles de millones de barriles de petróleo de reservas comprobadas (las segundas del mundo después de Arabia Saudita y 222 miles de millones de barriles de reservas potenciales.

De las Reservas Comprobadas: 17,8 miles de millones se ubicaban en el Norte del país y 57,5 en las zonas Central y Sur. Ambas zonas tenían en conjunto 17 campos petroleros en producción con los que aportaba cerca de 3 millones de barriles/día de producción. Pero las regiones mencionadas poseían 34 campos descubiertos, que no estaban en producción, con Reservas Comprobadas por 33,9 miles de millones de barriles, que formaban parte de las 109,2 totales.

Se suponía que para poner en producción el potencial total y los medios de evacuación se requerirían entre 88 y 141 miles de millones de dólares incluidos los 211 trillones de pies cúbicos de reservas de Gas Natural⁽⁸⁾.

Durante la guerra la producción de Irak cayó 1,4 10⁶ bl/día. Es decir que para recuperar la capacidad de producción y para reconstruir el país devastado se requerirían 100.000 millones de dólares.

Las opiniones más optimistas indicaban que Irak podría aportar hasta 8 millones bl/día de producción de crudo, valor similar al del principal productor de OPEP Arabia Saudita, pero los más moderados fijaban el límite en 5 millones de barriles/día.

Es decir que para alcanzar esos niveles habría que invertir entre 88 y 141 miles de millones de dólares corrientes en la industria petrolera y otros 100.000 millones de dólares corrientes en reconstruir el país.

(8) Oil and Gas Journal. Mar 24, 2003, pág. 30.

El panorama resultaba más complejo aun si se tienen en cuenta los compromisos ya asumidos por Irak con Francia (Total-Fina) Rusia (Loukhoil) y China (su empresa estatal) ya que ninguno de estos países avaló la intervención armada unilateral de USA.

Pero empresas americanas como Chevron-Texaco y Exxon-Mobil y las inglesas Shell y British Petroleum, estaban sumamente interesadas en invertir y apropiarse de los yacimientos petroleros de Irak y esos dos países fueron socios en la guerra.

¿Pero de donde saldrían los recursos para explotar el petróleo de Irak?, o mejor ¿qué beneficio podía dejar la explotación de ese petróleo?

Partiendo de la base, y solo para el crudo, de un costo, puesto en puerto, de 1 U\$S corrientes / bl; un nivel de exportaciones conservador de 4,0 millones de barriles/día y un precio de venta de crudo de 25,0 U\$S corrientes /bl se obtendrían, unos 35000 millones de dólares corrientes de ganancias por año. Es decir que las inversiones para la explotación petrolera se cubrirían entre 2,5 y 4,0 años.

Es posible que estos números expliquen con más claridad que la amenaza de las armas biológicas o nucleares la guerra de Irak.

Otro efecto adicional esperado entonces era la salida de Irak de OPEP y el aporte a la Oferta de crudo NO OPEP de unos 2 a 3 millones de barriles día adicionales, que permitirían ir cubriendo el aumento del consumo mundial, creciente, de los próximos años.

Pero de todas maneras el crudo de OPEP continuaría siendo indispensable para cubrir la demanda, a menos que también se pusiera a plena producción el petróleo del Mar Caspio, cuyo destino se disputaban China, Europa y USA.

Las Reservas Comprobadas de Kazakhaistán; Turkmenistán y Uzbekistán, esencialmente el primero, eran en el 2003, de 40,7 10⁹ bls y ocupaban el octavo lugar en el mundo muy por encima de países como México, Noruega y Gran Bretaña.

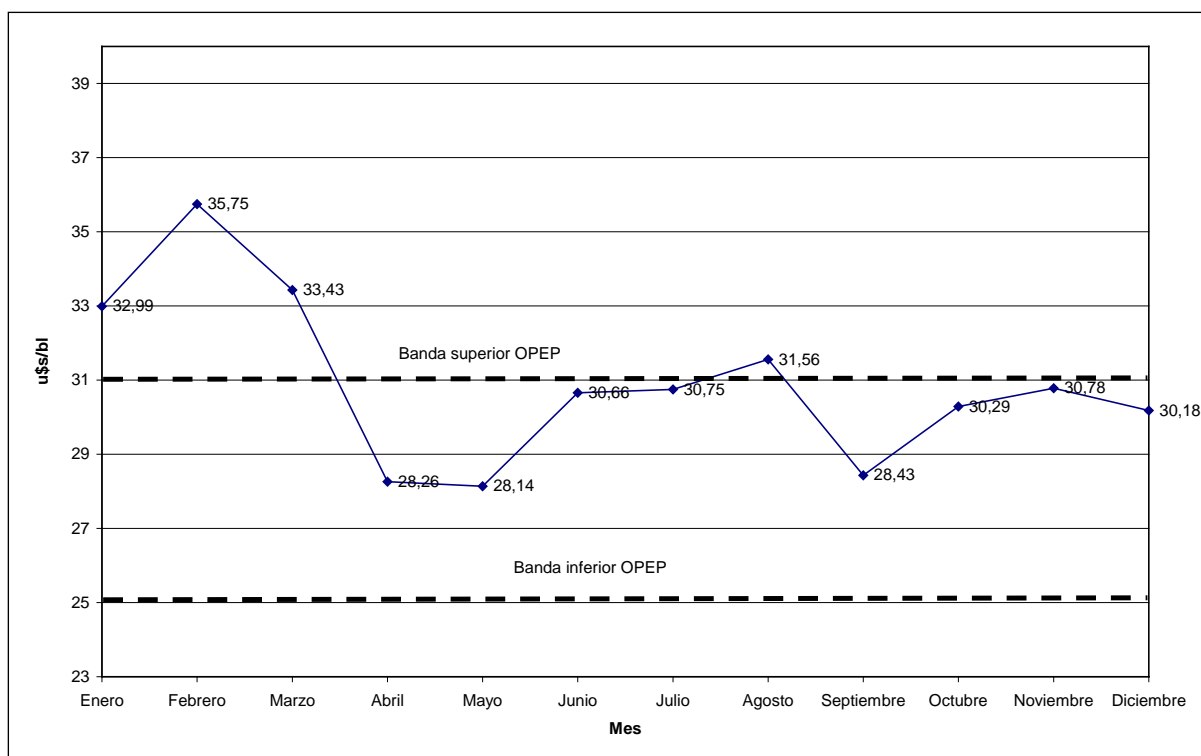
En el cuadro siguiente se puede apreciar la evolución de la oferta y demanda del crudo mundial y de los precios del crudo WTI, por trimestre, durante el año 2003 y en Gráfico N° 15, la evolución de los precios mensuales del crudo WTI durante el año 2003.

Oferta y demanda de crudo en el mundo 2003
(10⁶ bl/día)

	Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	2003
Demanda (10 ⁶ bl/día)	80,4	77,3	79,4	82,1	79,8
Oferta (10 ⁶ bl/día)	79,1	78,3	79,4	81,7	79,6
Saldo (10 ⁶ bl/día)	(1,3)	1,0	0	0,4	(0,2)
Precios del crudo WTI (u\$S corriente/bl)	34,06	29,02	30,25	30,42	31,06

Fuente: Oil Market Report.

Gráfico N° 15. Evolución de los precios WTI (U\$S corrientes/bl) 2003



El precio promedio del crudo WTI del año 2003 (31,06 u\$s corrientes/bl) era bastante superior al del año 2002 (26,16 u\$s corrientes/bl)

Las variaciones en los niveles de precios, casi colocados en el límite superior de la banda de OPEP (31 U\$S corrientes /bl) se debería: a que luego del fin de la guerra Irak no había logrado recuperar sus niveles de producción, a pesar que OPEP incrementó el nivel de las cuotas de producción de sus países miembros; exceptuado Irak; al incremento de la demanda (un aumento del 3,6% en el año 2003, respecto del año 2002) y a la especulación con los papeles de petróleo.

Es que en Irak se estaba desarrollando en agosto 2003 una guerra de guerrillas contra las fuerzas de ocupación y el país no tenía un gobierno estable y reconocido por el pueblo.

Puede apreciarse, que durante el año 2003 como es costumbre, la producción de los países de OPEP superaba los valores asignados por las cuotas. Es que los precios del crudo, como muestra el Gráfico N° 15, en casi todo el año 2003 han superado o están dentro de los límites fijados por OPEP.

De todas maneras los 31,06 U\$S corrientes para la media del año 2003 del crudo WTI, equivalía a 38,75 U\$S₂₀₁₂/bl, muy lejos de los 80,02U\$S₂₀₁₂/bl de 1982, cuando la segunda estampida de precios.

Cuotas de Producción de OPEP: Febrero 2003
(10³ bls/día)

Pais	Cuota anterior	Nueva cuota (Febrero 2003)	Producción (Junio 2003)	Producción (Diciembre 2003)
Argelia	735	782	1120	1150
Indonesia	1192	1270	1000	1000
Iran	3377	3597	3600	4000
Kuwait	1845	1966	2090	2305
Libia	1232	1312	1420	1470
Nigeria	1894	2018	2110	2310
Qatar	596	635	720	750
Arabia Saudita	7476	7963	8600	8555
Unión de Emiratos Arabes	2007	2138	2280	2270
Venezuela	2647	2819	2350	2200
Total	23.000	24.500	25280	26010

Fuente: OPEC Bulletin January/February 2003

8.5 Los años 2004 y 2005

Durante los años 2004 y 2005 se podían apreciar con más claridad los efectos de la Guerra del Golfo de principios del año 2003 sobre el Mercado Petrolero mundial y en particular sobre los precios del crudo.

Aquel acontecimiento que parecía iba a cambiar drásticamente el comportamiento del mercado (bajando los precios y asegurando el suministro de USA) no lo hacía al menos en el corto plazo.

Es que si bien Estados Unidos ocupaba militarmente Irak y se anunciaban y luego se realizaban elecciones en este país, la resistencia de buena parte del pueblo irakí a la presencia de tropas extranjeras en el territorio y los atentados casi diarios contra ellas y contra las instalaciones de servicios y de la infraestructura petrolera, generaban un clima de inestabilidad que también dificultaba la recuperación de la capacidad productiva de petróleo de Irak.

Por otra parte la política de Bush contra los países considerados enemigos de Estados Unidos, entre ellos Irán (otro muy importante productor de petróleo), la situación potencialmente conflictiva en Arabia Saudita (el principal país petrolero del mundo) y el conflicto Palestino – Israelí, mantenían al Medio Oriente (fundamental fuente de suministro de petróleo para Estados Unidos) como zona de máxima inestabilidad y esto afectaba y ponía en duda el suministro inmediato y futuro de petróleo.

En síntesis se pueden mencionar causas de tipo “estructural” y otras más coyunturales que han afectado la evolución de los precios del petróleo durante los años 2004-2005.

- Las principales causas de tipo “estructural” serían las siguientes:
 - Salvo Arabia Saudita, el resto de Países de OPEP estaba produciendo casi al límite de su capacidad. Según la Agencia Internacional de Energía la capacidad ociosa de diez países de OPEP, oscilaría entre 2 y 2,6 millones de barriles/día de petróleo (ver Cuadros N° 21). Por otro lado puede apreciarse que en los hechos los diez países de OPEP para los cuales vale el sistema de cuotas siempre han producido por encima de las mismas.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 21. Cuotas de producción de OPEP vs. Producción: Año 2004

PAÍS	Cuotas	Producción	Cuota	Producción	Cuota	Producción	Cuota	Producción	Cuota	Producción	Capacidad	Capacidad de
	Nov/2003	Dic/2003	Abr/2004	May/2004	Jul/2004	Ago/2004	Ago/2004	Sep/2004	Nov/2004	Dic/2004	Producción	vs.Producción Dic/04
Argelia	0,78	1,15	0,75	1,18	0,81	1,23	0,83	1,25	0,86	1,29	1,35	0,06
Indonesia	1,27	1,00	1,22	0,97	1,32	0,95	1,35	0,97	1,40	0,98	1,00	0,03
Irán	3,60	4,00	3,45	4,00	3,74	3,95	3,82	3,90	3,96	4,00	4,00	0
Kuwait	1,97	2,30	1,89	2,30	2,05	2,37	2,09	2,45	2,17	2,44	2,50	0,06
Libia	1,31	1,47	1,26	1,51	1,37	1,59	1,39	1,59	1,45	1,61	1,62	0,01
Nigeria	2,02	2,31	1,94	2,33	2,10	2,45	2,14	2,45	2,22	2,27	2,40	0,13
Qatar	0,64	0,75	0,61	0,79	0,66	0,80	0,67	0,80	0,70	0,78	0,80	0,02
Arabia Saudita	7,96	8,55	7,64	8,65	8,29	9,50	8,45	9,55	8,78	9,45	10,00-10,50	0,55-1,05
Unión Emiratos Arabes	2,14	2,27	2,05	2,25	2,23	2,48	2,27	2,42	2,36	2,52	2,55	0,04
Venezuela	2,82	2,20	2,70	2,17	2,93	2,22	2,99	2,21	3,11	2,23	2,25	0,02
Sub total	24,51	26,00	23,51	26,15	25,50	27,54	26,00	27,59	27,01	27,57	28,47-28,97	0,91-1,41
Irak		1,96		2,13		1,79		2,33		1,95	2,5	0,56
Total OPEP		27,96		28,28		29,33		29,92		29,52	30,97-31,47	1,47-1,97
Precio WTI (u\$s corrientes/bl)	30,78	30,18	31,72	38,24	40,66	44,84	44,84	45,79	48,57	43,23		

Fuente: IAE: Oil Market Report, varios números.

El problema era más de requerimiento de nuevas inversiones que de falta de Reservas Comprobadas. Incluso como se dijo en párrafos anteriores Irak, en otro contexto político, podría producir hasta 4 o 5 millones de barriles/día más (siempre con nuevas inversiones) y algo similar pasaría con Irán.

Entonces estar sería una causa “estructural” en el mediano plazo, ya que se requerirían al menos tres o cinco años para incrementar significativamente la capacidad de producción de los países de OPEP. Siempre considerando que estos aumentos de oferta acompañarán los de Demanda.

En cuanto a los países NO OPEP debe mencionarse la recuperación de la producción de Rusia y Kazakhstan que pasaba de 9,2 millones de b/día en el año 2002 a 11,2 en el año 2004 y 11,6 en el 2005 que explicaba casi todo el aumento de la oferta de los países NO OPEP.

Pero también la CEI necesitaba nuevas inversiones para incrementar sus niveles de producción que en el caso de Rusia aún estaban casi 3 millones de b/día por debajo de los valores anteriores a la desaparición de la URSS.

- La demanda mundial de petróleo crudo experimentaba un fuerte aumento (entre el año 2002 y 2005 con relación a los pasados diez años) especialmente motivadas por China, India y otros países del Sudeste Asiático.

Así la demanda mundial de crudo en la década del 90 del siglo XX crecía al 1,25% anual acumulativo mientras que entre el año 2002 y 2005 subía al 2,2% aa.

La demanda de China, en la década del 90, creció el 7,1% aa, mientras el conjunto de otros países de Asia (entre los del sudeste) lo hacía, en igual período 3,5 % aa.

Es decir que había una presión desde el lado de la demanda, que difícilmente podría mantenerse en el mediano plazo en tasas superiores al 2% anual.

Por otra parte China explicaba, en el año 2005, el 7,9% de la demanda mundial de crudo y todo el sudeste asiático el 10%.

En consecuencia, con niveles de precio del crudo promedio mundiales de 65-70 u\$s2012/bl las compañías internacionales como los países de OPEP y NO OPEP exportadores estarían más que en condiciones de abastecer la demanda de petróleo en el mediano plazo.

- La situación política y social en Medio Oriente, que ya se mencionó, no era probable se modificar en el mediano plazo y esto podría contribuir a mantener la volatilidad de los precios en valores relativamente altos y mayores a los 70 u\$s2012/bl para el crudo WTI.
- Pero fundamentalmente la presencia de fondos de inversión alternativos incursionando en la compra – venta de papeles petroleros, para hacer importantes ganancias financieras de corto plazo, parecía ser la causa estructural, probablemente principal y difícilmente modificable de la volatilidad en los precios del crudo.

Estos especuladores utilizan situaciones coyunturales, rumores, declaraciones para que los precios suban para vender a precios altos (toma de ganancias) y comprar a precios más bajos y continuar indefinidamente con este procedimiento para distintos valores absolutos del crudo.

En el Gráfico N° 16 se puede apreciar esta típica muestra de la especulación con los precios del crudo (como si se tratara de acciones de empresas en las Bolsas de Valores) mostrando las oscilaciones diarias hacia arriba y hacia abajo, de los precios corrientes del crudo WTI en los meses de octubre y diciembre del año 2004.

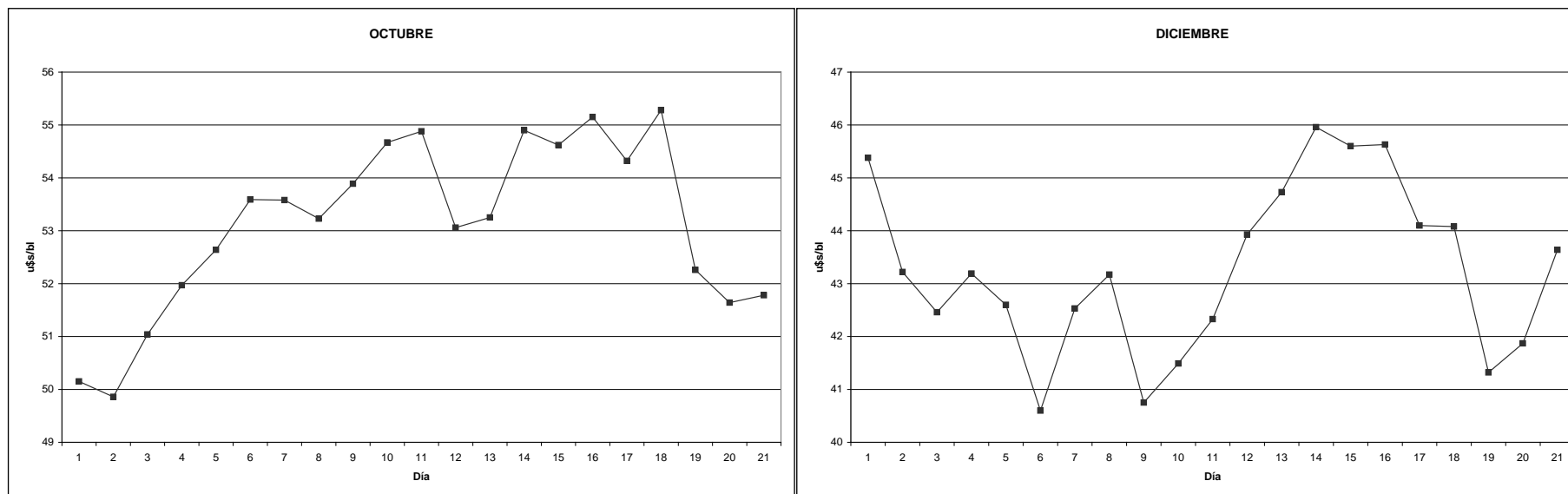
- La escasez relativa de crudos livianos que son los más demandados por las refinerías (que por otra parte en USA están en parte diseñadas para procesar ese tipo de crudos) unida a un crecimiento de la capacidad de refinación que no ha acompañado a la demanda.
- . Entre los denominados factores coyunturales que afectaban los precios del crudo en el mercado internacional se pueden mencionar los siguientes:
- El clima en los países del hemisferio norte, especialmente en USA, que cuando es riguroso, en cuanto a las temperaturas, presiona sobre la demanda de combustibles derivados del petróleo para uso en calefacción o en otros casos tormentas que obligan a paralizar la actividad productora de crudo en off shore (ejemplo Golfo de México).
 - Las oscilaciones semanales de los stocks de crudo y derivados en USA, que según suban o bajen, son tomadas como pretexto para que los precios del crudo o derivados bajen o suban.
 - Conflictos, como huelgas que afectan el funcionamiento normal de la industria petrolera (por ejemplo en Nigeria o Venezuela).
 - Declaraciones de personalidades políticas relevantes sobre las perspectivas de subas o bajas de los precios (por ejemplo Chávez en Venezuela) o sobre las cuotas de producción de OPEP (si en las reuniones de esta organización se incrementarán, bajarán o se mantendrán estables); expresiones del presidente de USA sobre la política energética de su país.

Predicciones de expertos y agencias internacionales sobre el futuro de los precios, la magnitud de las reservas existentes, los picos de producción que es posible alcanzar con las actuales reservas comprobadas, las posibilidad de los crudos pesados para incrementar la oferta, etc., etc.

- Los problemas de las refinerías de USA, en cuanto si están o no trabajando a su máxima capacidad de producción.

Todos estos aspectos coyunturales son utilizados por los especuladores financieros que compran o venden los papeles petroleros, para fundamentar una u otra actitud y con eso mantener la volatilidad de los precios.

Gráfico Nº 16. Evolución diaria de los precios del Crudo WTI. Meses de Octubre y Diciembre 2004
(u\$\$/corrientes/bl)



Fuente: datos de cotización WTI de Diario La Nación, Argentina.

Para concluir se muestra en el Gráfico N° 17 la evolución de precios del crudo WTI durante los años 2004 y 2005.

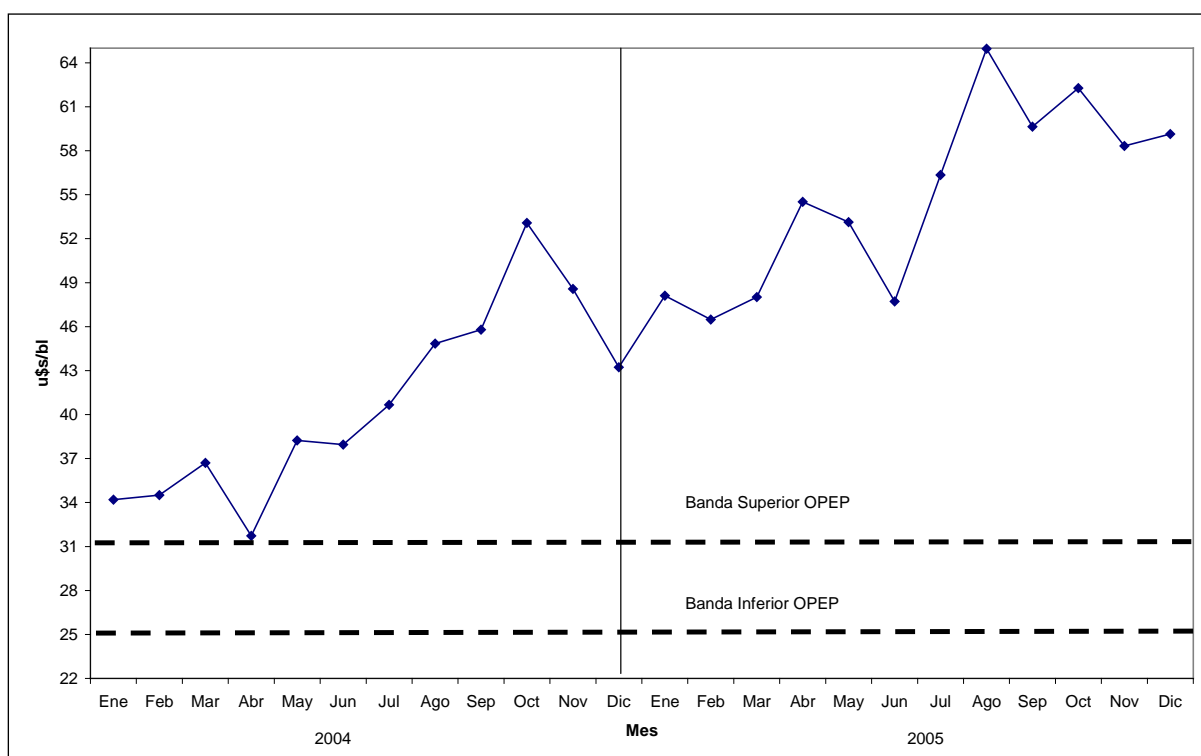
En el Cuadro N° 22 se aprecia la evolución trimestral, durante los años 2004 y 2005 de la demanda, oferta y saldo mundiales así como de los precios del crudo WTI en los mismos períodos.

Cuadro N° 22. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta. Saldo y Precio WTI en US\$ corrientes: 2004-2005

	1T	2T	3T	4T	2004	1T	2T	3T	4T	2005
Demanda Total (10 ⁶ bl/día)	82,26	80,85	81,83	83,98	82,23	84,14	82,04	82,95	84,05	83,3
Oferta Total (10 ⁶ bl/día)	82,3	82,5	83,3	84,2	83,1	83,8	84,5	84	84,3	84,1
Saldo (10 ⁶ bl/día)	0,04	1,65	1,47	0,22	0,87	-0,34	2,46	1,05	0,25	0,8
Precio del Crudo WTI (u\$s/bl)	35,13	35,97	43,76	48,29	41,49	47,54	51,79	60,31	59,92	55,84

Fuente AIE: Oil Market Report

Gráfico N° 17. Evolución mensual de los precios WTI (u\$s corrientes/bl): 2004-2005

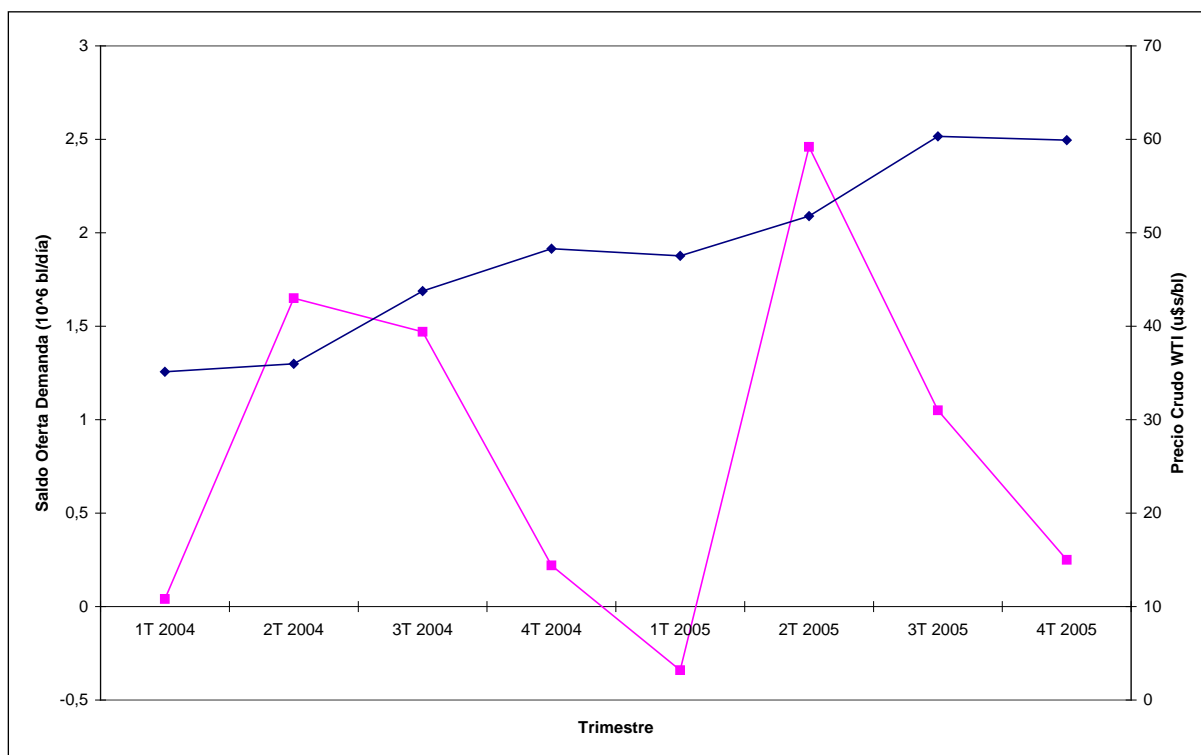


En el Gráfico N° 18 se puede apreciar que durante todos los trimestres del año 2004 la oferta superaba a la demanda pese a lo cual el precio del crudo crecía de 35,13 u\$s corrientes /bl en el primer trimestre a 48,29 u\$s corrientes /bl en el cuarto.

Salvo en el primer trimestre del 2005 en los restantes también la oferta de crudo superaba a la demanda incluso muy fuertemente en el segundo trimestre pese a lo cual los precios del crudo continuaban creciendo.

En consecuencia se constataba lo ya afirmado respecto de que no siempre la relación oferta y demanda explicaba el comportamiento de los precios.

Gráfico N° 18. Evolución del saldo entre oferta y demanda mundial de crudo y precios del crudo WTI (u\$/bl) en 2004 y 2005



En el año 2005 el 30 de agosto se alcanzaba un precio del crudo WTI en u\$s corrientes de 69,93 u\$s. Este valor en moneda constante del año 2012 (77,34 U\$S2012/bl) equivalía al 73 % del valor más alto histórico ocurrido en el año 1980 y un 53% mayor que el verificado durante el primero shock petrolero en el año 1974.

De todas maneras los 55,84 u\$s corrientes/bl correspondientes a la media del año 2005 equivalían a 66,49 u\$s2012/bl que era un 30% más altos que los valores del primer shock petrolero.

¿Se estaría entonces en el año 2005 en presencia del tercer shock petrolero?

En el punto 8 párrafo ii) de este documento se habían enumerados las condiciones necesarias que debían darse para hablar de shock petrolero.

- Que el consumo mundial creciera a tasas mayores que la producción. Como se acaba de constatar esto no ocurrió en el año 2005.
- Que no se pudiera acceder a los stocks de crudo y derivados. Los stocks de los países de OCDE habían oscilado en el año 2005 entre los 80 y 84 días de consumo

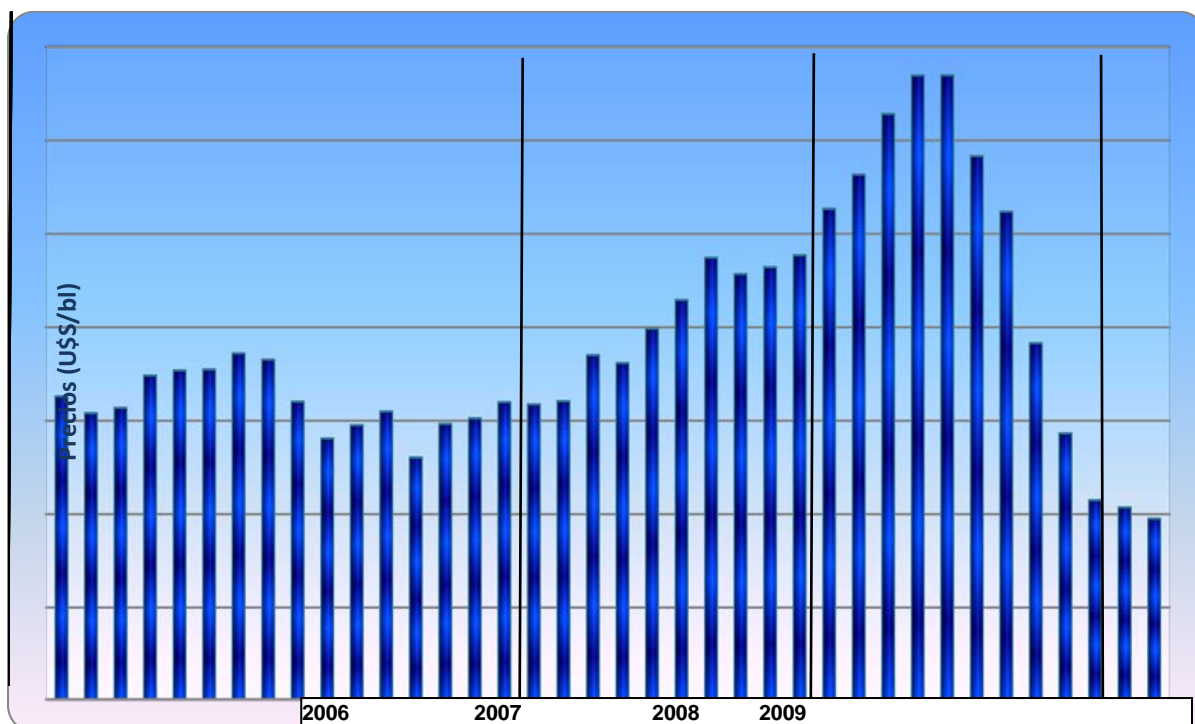
total de ese grupo de países, equivalentes a 114-117 días de importaciones. En consecuencia si se ha podido acudir a estos stocks.

- Que las inversiones en exploración y desarrollo no hubieran sido suficientes. Este es el aspecto más débil pues la toma de ganancias por parte de las multinacionales para distribuir a sus accionistas y la continuación de la compra de reservas ya descubiertas habrían motivado el descuido en las inversiones en exploración.
- Que la capacidad ociosa de producción, de los países exportadores fuera insuficiente para sostener el crecimiento de la demanda. Como se ha visto los países de OPEP dispondrían, en realidad Arabia Saudita, Irak, Emiratos y Kuwait, de una capacidad no utilizada cercana a los 3 millones de barriles diarios, que de mantenerse los niveles de producción de los países NO OPEP solo permitiría cubrir el aumento de la demanda hasta el año 2007 o 2008.

9. UN NUEVO SHOCK DE PRECIOS DEL PETRÓLEO: LOS AÑOS 2006 - 2007 -2008

El Gráfico N° 16 permite visualizar la Evolución de los precios mensuales del Petróleo WTI entre enero del año 2006 y febrero del año 2009 en dólares corrientes.

Gráfico N° 19. Evolución Mensual de los precios WTI (U\$S corrientes/bl): 2006-2007-2008-2009



El 4 de julio del año 2008 se alcanzaba el máximo valor en la historia de los precios del crudo WTI con 150,95 U\$S2012/bl bastante por encima de los 130,09 U\$S2012/bl record del segundo shock petrolero en 1980.

¿Pero a qué factores obedecería este aumento y esta volatilidad en los precios del petróleo en el Mercado Internacional luego del año 2006?

Se daban cinco razones:

El aumento de la demanda; la Crisis de Oferta; los Riesgos Políticos; La Debilidad del Dólar y las Condiciones Climáticas.

Según el Secretario General de la OPEP Abdala Salem El-Badri, el dólar débil había afectado el precio del petróleo y pese a esa depreciación decía que tomará mucho tiempo cambiar de moneda para realizar las transacciones comerciales. En el mundo el 70% de los negocios estaban movidos por el dólar y en el ámbito petrolero el 72% de las transacciones se realizaban en dólares. La depreciación de esta moneda estaba potenciada por los déficits gemelos (comercial y presupuestario) de EEUU.

Se decía que era por el desequilibrio entre oferta y demanda,(según algunos estructural y según otros coyuntural),por la caída en las existencias de crudo y derivados en los países de la OCDE, en especial en USA, por la baja capacidad de la refineries en el mundo, por huracanes en la zona del Golfo de México, por huelgas en áreas productoras, por sabotajes, por el conflicto entre Turquía y los Kurdos de Irak; por la carrera nuclear de Irán, por las

acciones de Israel en Medio Oriente; por la devaluación del dólar de USA, por declaraciones pesimistas de la Agencia Internacional de Energía; por el vertiginoso aumento del consumo en China e India; por las “ nacionalizaciones” de Chávez; por la falta de inversiones por parte de OPEP; por declaraciones optimistas o pesimistas de líderes mundiales; etc.

Desde el punto de vista de la ortodoxia económica entre el primer trimestre del año 2005 y el tercero del año 2008 debería haberse dado las siguientes causales de estos incrementos de precios:

- Una demanda de petróleo creciente a tasas muy por encima de las del pasado reciente, por ejemplo entre el primer trimestre del año 2002 y el primer trimestre del año 2005.
- Dificultades para que la oferta pudiera satisfacer el crecimiento de la demanda.
- Temor a que las Reservas Comprobadas de Petróleo no estuvieran en condiciones de satisfacer el crecimiento requerido de la producción o sea la verificación de una nula o muy pequeña capacidad ociosa de producción en los países exportadores., en especial de OPEP.

Pero resultaba que entre el primer trimestre del año 2002 y el primero del año 2005 la demanda crecía un 9,8 % con aumentos del precios del crudo en dólares constantes de un 119% (con una elasticidad demanda precio de 0,116) y entre el primer trimestre del año 2005 y el tercero del año 2008 la demanda crecía un 1,3% y los precios un 149% (con una elasticidad demanda precio del 0,012). Luego la demanda no explicaba satisfactoriamente el aumento de precios entre el primer trimestre del año 2005 y el tercero del año 2008.

Tampoco la oferta mundial de crudo entre el primer trimestre del año 2002 (76,1 millones de bl/día), primer trimestre del año 2005 (84,7 millones de bl/día) y tercer trimestre del año 2008 (86,2 millones de bl/día) fue insuficiente para cubrir la demanda.

La duración, en años, de las Reservas Comprobadas en los años 2001, 2006 y 2007 fue respectivamente de 41,5, 40,5 y 41,6, es decir se mantenía alrededor de los 40 años, pese al aumento en la producción.

La capacidad ociosa de producción OPEP fue en enero del año 2002 de 2,70 millones de bl/día, en enero del año 2005 de 2,60 millones de bl/día y en octubre del año 2008 de 4,44 millones de bl/día. Es decir siguió existiendo capacidad ociosa e incluso se incrementó.

Ver adicionalmente el Cuadro N° 23, donde se puede apreciar para los Países de OPEP y para el período 2006-2009, la Evolución de las Cuotas, la Producción, la Capacidad Ociosa de Producción y las relaciones entre la Producción y Capacidad de Producción y entre la Producción y las Cuotas.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 23. Cuotas – Producción – Capacidad de Producción de OPEP: 2005 a 2009
(10⁶ bls/día)

País	2005					2006					2006				
	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota
	Jul-05	Nov-05		Nov-05	Nov-05	Jul-05	Jun-06				Jul-05	Dic-06			
Argelia	0,89	1,37	1,37	0	0,48	0,89	1,33	1,37	0,04	0,44	0,89	1,34	1,39	0,05	0,45
Indonesia	1,45	0,95	0,98	0,03	-0,5	1,45	0,9	0,99	0,09	-0,55	1,45	0,86	0,95	0,09	-0,59
Angola				0	0				0	0				0	0
Ecuador				0	0				0	0				0	0
Irán	4,11	3,87	4	0,13	-0,24	4,11	3,75	4	0,25	-0,36	4,11	3,75	3,9	0,15	-0,36
Kuwait	2,25	2,48	2,6	0,12	0,23	2,25	2,51	2,6	0,09	0,26	2,25	2,44	2,6	0,16	0,19
Libia	1,5	1,65	1,65	0	0,15	1,5	1,7	1,72	0,02	0,2	1,5	1,73	1,75	0,02	0,23
Nigeria	2,31	2,47	2,56	0,09	0,16	2,31	2,29	2,6	0,31	-0,02	2,31	2,19	2,47	0,28	-0,12
Qatar	0,73	0,83	0,83	0	0,1	0,73	0,83	0,85	0,02	0,1	0,73	0,8	0,85	0,05	0,07
Arabia Saudita	9,1	9,55	10,5	0,95	0,45	9,1	9,35	10,8	1,45	0,25	9,1	8,8	10,8	2	-0,3
Unión Emiratós															
Arabes	2,44	2,6	2,65	0,05	0,16	2,44	2,56	2,7	0,14	0,12	2,44	2,59	2,7	0,11	0,15
Venezuela	3,22	2,14	2,2	0,06	-1,08	3,22	2,51	2,7	0,19	-0,71	3,22	2,5	2,7	0,2	-0,72
Sub total	28	27,91	29,34	1,43	-0,09	28	27,73	30,33	2,6	-0,27	28	27	30,11	3,11	-1
Irak		1,7	2,5	0,8			2,07	2,5	0,43			1,77	2,5	0,73	
Total OPEP		29,61	31,84	2,23			29,8	32,83	3,03			28,77	32,61	3,84	
Precio WTI (u\$s corrientes/bl)	58,87	58,33					70,97					62			

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

País	2007					2007				
	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota
	Jul-05	Jun-07				Nov-07	Dic-07			
Argelia	0,89	1,37	1,38	0,01	0,48	1,36	1,4	1,4	0	0,04
Indonesia	1,45	0,83	0,67	-0,16	-0,62	0,87	0,84	0,87	0,03	-0,03
Angola		1,6	1,6	0			1,7	1,7	0	
Ecuador				0	0		0,5	0,5	0	
Irán	4,11	3,95	3,95	0	-0,16	3,82	4	3,95	-0,05	0,18
Kuwait	2,25	2,34	2,64	0,3	0,09	2,53	2,53	2,64	0,11	0
Libia	1,5	1,7	1,73	0,03	0,2	1,71	1,75	1,78	0,03	0,04
Nigeria	2,31	2,08	2,49	0,41	-0,23	2,16	2,18	2,47	0,29	0,02
Qatar	0,73	0,81	0,9	0,09	0,08	0,83	0,82	0,88	0,06	-0,01
Arabia Saudita	9,1	8,58	10,8	2,22	-0,52	8,94	9,06	10,8	1,74	0,12
Unión Emiratós										
Arabes	2,44	2,61	2,75	0,14	0,17	2,57	2,48	2,75	0,27	-0,09
Venezuela	3,22	2,37	2,6	0,23	-0,85	2,47	2,43	2,6	0,17	-0,04
Sub total	28	28,24	31,51	3,27	-1,36	27,26	29,69	32,34	2,65	0,23
Irak		1,94	2,4	0,46			2,3	2,4	0,1	
Total OPEP		30,18	33,91	3,73			31,99	34,74	2,75	
Precio WTI (u\$ corrientes/bl)		64,21				94,9	91,4			

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

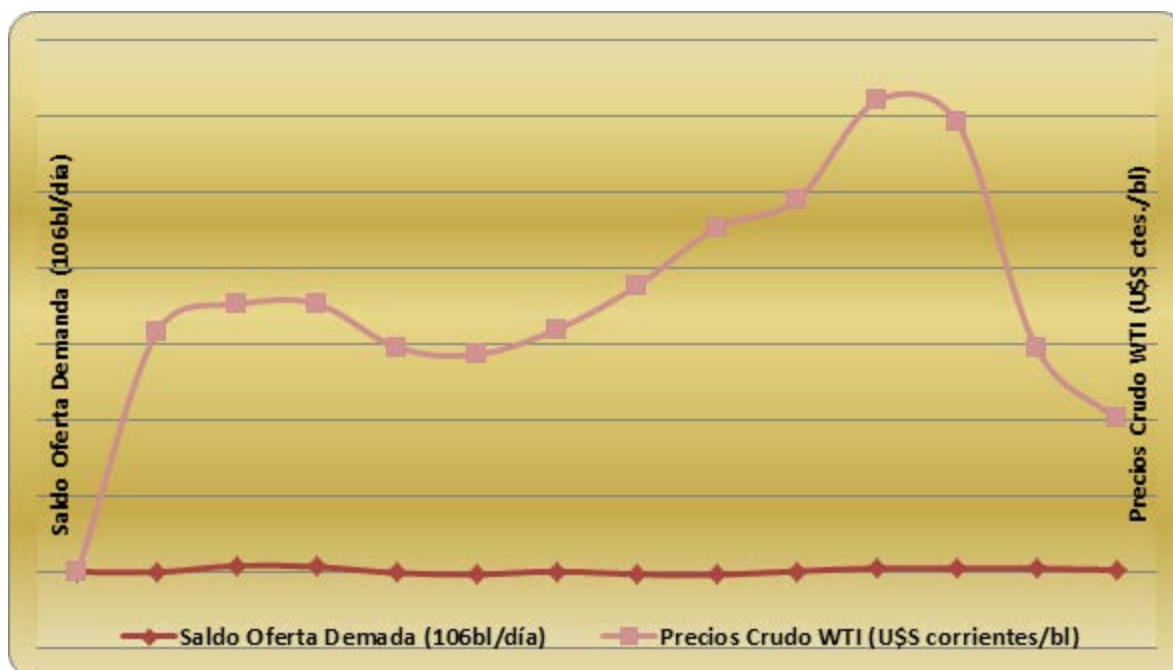
País	2008					2008					2009				
	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota	Cuotas	Producción	Capacidad	Capacidad Vs Producción	Producción Vs Cuota
	Nov-07	Jun-08				Oct-08	Nov-08				Ene-09	Ene-09			
Argelia	1,36	1,38	1,4	0,02	0,02	1,36	1,35	1,4	0,05	-0,01	1,2	1,27	1,43	0,16	0,07
Indonesia	0,87	0,86	0,86	0	-0,01				0	0				0	0
Angola		1,85	1,85	0		1,9	1,8	2,05	0,25	-0,1	1,51	1,76	2,1	0,34	0,25
Ecuador		0,5	0,5	0		0,52	0,5	0,5	0	-0,02	0,43	0,48	0,49	0,01	0,05
Irán	3,82	3,78	4,02	0,24	-0,04	3,82	3,8	4	0,2	-0,02	3,33	3,79	4	0,21	0,46
Kuwait	2,53	2,63	2,63	0	0,1	2,53	2,59	2,65	0,06	0,06	2,22	2,46	2,65	0,19	0,24
Libia	1,71	1,75	1,8	0,05	0,04	1,71	1,71	1,8	0,09	0	1,47	1,65	1,77	0,12	0,18
Nigeria	2,16	1,9	2,55	0,65	-0,26	2,16	1,9	2,65	0,75	-0,26	1,7	1,84	2,6	0,76	0,14
Qatar	0,83	0,88	0,93	0,05	0,05	0,83	0,83	0,9	0,07	0	0,73	0,78	0,9	0,12	0,05
Arabia Saudita	8,94	9,45	10,65	1,2	0,51	8,94	9,05	11	1,95	0,11	8,01	8,1	10,85	2,75	0,09
Unión Emiratos Arabes	2,57	2,67	2,85	0,18	0,1	2,57	2,3	2,87	0,57	-0,27	2,23	2,36	2,85	0,49	0,13
Venezuela	2,47	2,36	2,6	0,24	-0,11	2,47	2,35	2,6	0,25	-0,12	2,01	2,18	2,5	0,32	0,17
Sub total	27,26	30,01	32,64	2,63	0,4	28,81	28,18	32,42	4,24	-0,63	24,84	26,67	32,14	5,47	1,83
Irak		2,41	2,41	0			2,33	2,5	0,17			2,37	2,5	0,13	
Total OPEP		32,42	35,05	2,63			30,51	34,92	4,41			29,04	34,64	5,6	
Precio WTI (u\$s corrientes/bl)		133,9				76,61	57,3				41,46				

Fuente: AIE ; Monthly Oil Market Report varios números.

Es decir que la evolución de los precios del crudo no podía explicarse satisfactoriamente por consideraciones vinculadas a la demanda y oferta de petróleo mundiales

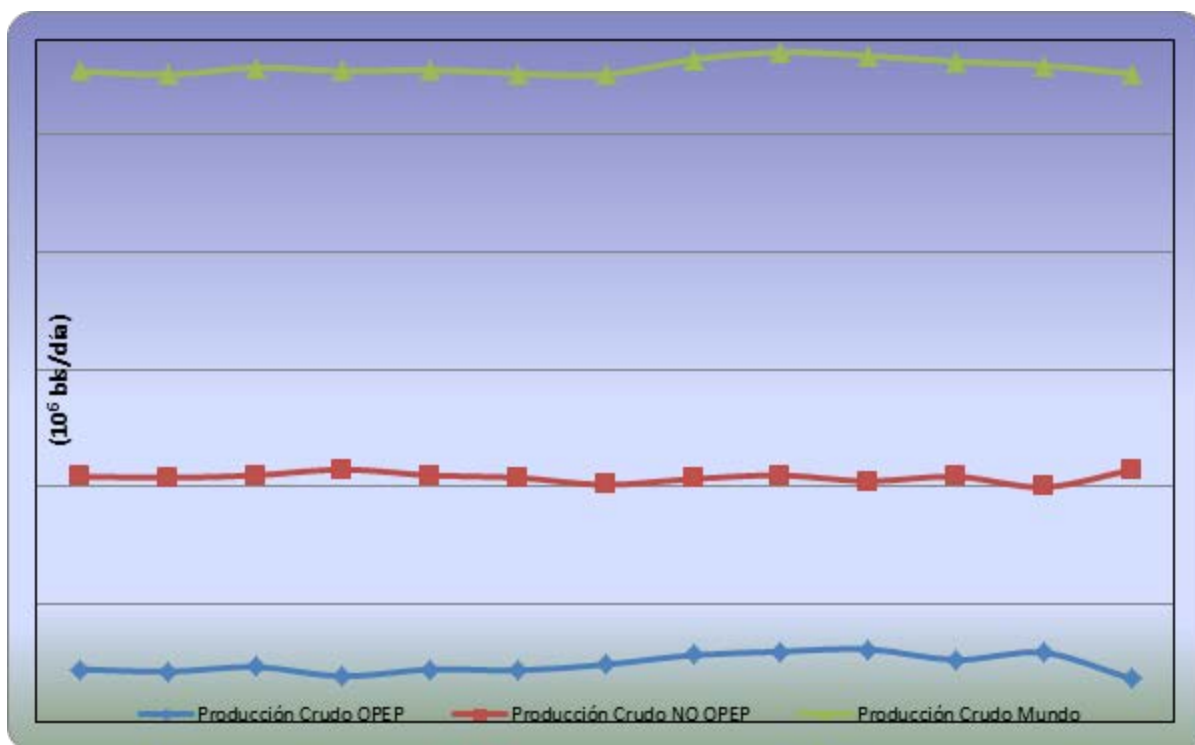
También se comprobaba, observando el Gráfico N° 20: Evolución del Saldo entre Oferta y Demanda mundial de petróleo y precios del crudo WTI, en U\$S corrientes por barril entre el primer trimestre del año 2006 y primer trimestre del año 2009, que no siempre una suba o sobre oferta explicaba que los precios subieran o bajarán.

Gráfico N° 20 Evolución del Saldo entre Oferta y Demanda mundial de petróleo y precios del crudo WTI



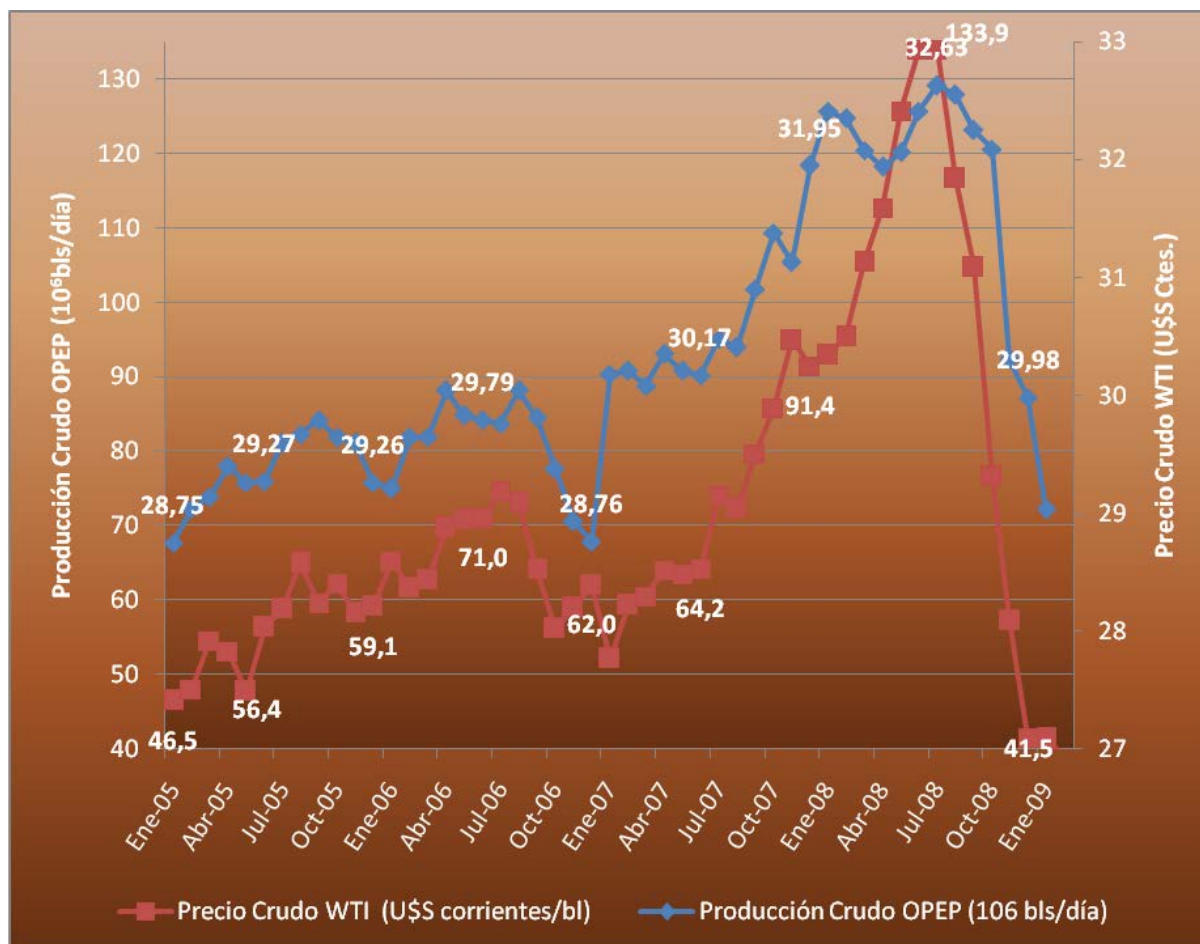
Tampoco, según indica el Gráfico N° 21 (Evolución Trimestral 2006-2009, de la Producción de Petróleo del Mundo, de los Países de OPEP y NO OPEP) era la variación en la participación de la producción de OPEP la que explicaba estos aumentos de precios, o sea una restricción de la oferta de estos países.

Gráfico N° 21. Evolución Trimestral Producción de Crudo: MUNDO; NO OPEP y OPEP: 2006-2007-2008-2009. (10⁶bls/día)



La producción de OPEP, hasta agosto 2008, subía levemente con el aumento de precios, aprovechando por el lado de las cantidades ese aumento de precios, sin que este aumento de oferta afectara hacia la baja a los precios, luego entre ese mes y el primer bimestre del 2009, OPEP restringía su oferta para tratar, sin conseguirlo, de contrarrestar la estrepitosa caída de los precios.

Gráfico N° 22. Evolución de la Producción Mensual de crudo de OPEP y Precios WTI: 2005-2009 (10⁶ bls/día) (U\$S corrientes / bl)



En el Cuadro N° 24 se observa la evolución de la Demanda de petróleo por Regiones en el período de crecimiento muy alto de los precios del crudo es decir entre el primer trimestre del 2002 y tercer trimestre del año 2008.

Cuadro N° 24. Evolución de la demanda de Petróleo por Regiones: Primer Trimestre 2002, Tercer Trimestre 2008 (10⁶ bls/día)

Región	1 T 2002	1 T 2005	3 T 2008
Norte América	23,9	25,61	23,73
Europa	15,1	15,62	15,4
Pacífico	9,1	9,45	7,5
Sub Total OCDE	48,1	50,68	46,63
CEI	3,5	3,82	4,35
Europa	0,8	0,77	0,71
China	4,6	6,56	8,06
Otros de Asia	7,5	8,9	9,12
América Latina	4,7	4,96	6
Medio Oriente	5	5,96	7,32
África	2,6	2,9	3,04
Sub Total No OCDE	28,7	33,87	38,6
Total Mundo	76,8	84,55	85,23

Fuente: International Energy Agency: Monthly Oil Market Report, Varios números.

Si se analiza la evolución de la Demanda de Petróleo por regiones entre el primer trimestre del año 2002 y el primer trimestre del año 2005 se observa que todas crecían excepto Europa Oriental y que lo hacían mucho más los países no nucleados en OCDE, es decir las economías subdesarrolladas en especial China.

Entre el primer trimestre del año 2005 y tercer trimestre del año 2008 caía el consumo de los Países de OCDE y se desaceleraba el de los países Subdesarrollados.

Este comportamiento obedecía esencialmente a la evolución de las respectivas economías.

Ver el Cuadro N° 25 donde se aprecia la Evolución trimestral de la demanda –Oferta- Saldo y Precios del WTI entre el primer trimestre del año 2006 y el primer trimestre del año 2009, donde se vuelve a verificar que no siempre una sub o sobre oferta explica que los precios suban o bajen.

Cuadro N° 25. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta-Saldo y Precio WTI (US\$ corrientes) 2006-2007-2008-2009

	2006					2007					2008					2009
	1T	2T	3T	4T	2006	1T	2T	3T	4T	2007	1T	2T	3T	4T	2008	1T 2009
Demanda Mundial Total (10 ⁶ bl/día)	85,47	83,45	84,35	85,68	84,74	86,16	85,1	85,75	87,17	86,05	86,83	85,72	85,22	84,96	85,68	84,78
Oferta Mundial Total (10 ⁶ bl/día)	85,4	85,1	85,7	85,4	85,4	85,5	85,2	85,1	86,4	85,6	87	86,7	86,2	85,9	86,4	85,3
Saldo Oferta - Demanda) (10 ⁶ bl/día)	-0,07	1,65	1,35	-0,28	0,66	-0,66	0,1	-0,65	-0,77	-0,45	0,17	0,98	0,98	0,94	0,72	0,52
Precio del Crudo WTI (U\$/bl)	63,3	70,5	70,6	59,1	65,9	57,3	63,9	75,3	90,7	71,9	97,9	124,1	118,6	59,0	99,6	40,3

Fuente AIE: Monthly Oil Market Report Varios números

10. UN NUEVO CONTRA SHOCK PETROLERO A PARTIR DEL TERCER TRIMESTRE DEL 2008

10.1 La Crisis Económica Mundial

Parecería que la recesión de los Países Centrales, en particular EEUU y la Unión Europea era la manifestación más evidente de la Crisis Económica Mundial.

Sobre las causas de esta crisis mundial se sigue lo expuesto por Vargas Solis en ARGENPRES del 25 de marzo del 2009

“La de Estados Unidos es ya la segunda crisis más larga desde la Segunda Guerra Mundial, tan solo superada por la de 1982. Pero seguramente la sobrepasará en extensión y profundidad.”

“Es que se incrementó el endeudamiento hasta niveles sin precedentes. Ello estuvo directamente vinculado a la hipertrofia de los sistemas financieros, que se volvieron mucho más desregulados, “creativos” y opacos. Al mismo tiempo, se agudizaron y multiplicaron los episodios de crisis financiera, los cuales se dieron en países de la periferia del sistema (excepto el caso de Japón a inicios de los noventa) y dieron lugar a recesiones localizadas, a veces muy severas. Ahora, sin embargo, el problema ha explotado en el centro del sistema y la recesión es planetaria.”

“De tal forma, hay evidencia muy fuerte que sugiere que el sistema mantuvo el crecimiento – modesto pero estable- fundamentalmente gracias a los mecanismos gemelos de la deuda y la especulación financiera. En todo esto jugaban algunas tendencias más profundas. A saber:

- *El subconsumo, agravado a nivel mundial por la polarización en la distribución de la riqueza y el empobrecimiento relativo (y a veces absoluto) de grupos medios y clases trabajadoras, lo cual limitaba su capacidad de consumo.*
- *La sobreproducción, asociada al incremento de la capacidad de producción de las industrias a nivel mundial, incentivado por la transnacionalización de los capitales, cosa que posibilitó el surgimiento de nuevos y poderosos centros industriales (como China).*
- *El rol dominante asumido por el ámbito financiero, lo cual imprimió al sistema un sesgo especulativo, ficticio y parasitario.”*

“De tal modo, en el último cuarto de siglo, y más pronunciadamente durante este primer decenio del siglo XXI, se han profundizado las condiciones que empujan hacia la crisis sistémica. Se limitó la capacidad de consumo a la vez que crecía el potencial de producción. Intentando cerrar esa brecha se recurrió al mecanismo de la deuda. Ésta creció hasta el cielo. El endeudamiento disparatado y la hipertrofia financiera se alimentaban mutuamente. El mundo devino un inmenso casino, y el capital se ilusionó imaginando que podría inflar sus ganancias mediante la apuesta especulativa y el juego financiero parasitario.”

“Ninguno de estos mecanismos era sostenible. Ni las ganancias podían seguir alimentándose de la pura especulación financiera, ni la deuda podía crecer al infinito. Y, por ello mismo, tampoco se sostendría el consumo, puesto que su base era el crédito. Se derrumba el mecanismo financiero y, enseguida, se derrumba el consumo, o sea, la demanda. Entonces se desploma la producción. Vuelto a la realidad, el capital se percata que sus ganancias eran mucho menores de lo que imaginaba. Ello agrega nuevas razones para que se frene la inversión empresarial. El cuadro de crisis es completo y perfecto.”

”¿Es esta una crisis cíclica? De ninguna manera. Es una crisis estructural-sistémica en sentido fundamental.”

Hasta aquí lo expuesto por Vargas Solís.

Los países centrales, esencialmente EEUU, y posteriormente el Grupo de los 20, habían propuesto una serie de medidas para primero frenar la crisis y luego superarla.

En un principio EEUU y Francia propusieron medidas proteccionistas para frenar el déficit externo. Adicionalmente para aumentar el ingreso, instrumentaron acciones de apoyo a la producción local.

Pero estas medidas y acciones podían afectar “el libre comercio”.

En consecuencia fueron rechazadas como recetas generalizables, por el Resto de los Países que veían, precisamente, en la reactivación del Comercio Exterior una forma de salir de la crisis

En definitiva se instrumentaron estímulos fiscales, propiciados por el grupo de los 20, de casi 1 millón de millones de dólares, destinados a acrecentar los recursos del Fondo Monetario Internacional y al Banco Mundial que la administrarían para “fortalecer las economías”. El FMI indicaba que necesitarían cuatro millones de millones de dólares a estos efectos.

China por su parte destinaba 500000 millones de dólares a reactivar su mercado interno y apoyar las reservas de los países emergentes con los cuales comerciaba.-

EEUU había rescatado Bancos y compañías de seguro, es decir al mismo sistema financiero en buena parte responsable de la crisis, y apuntalado empresas como las automotrices para atenuar el desempleo

Existía, entre algunos economistas, cierto pesimismo sobre la eficacia de este tipo de medidas pues suponen seguir alimentando el barril sin fondo del capitalismo financiero

Algunos rescatan las propuestas de Samir Amin cuando proponía los Agrupamientos Regionales para reconstruir, con otros criterios, el Comercio, las Finanzas y la Cooperación económica, social, cultural y política de los países.

Pero de todas maneras los motores del moderado crecimiento de la última década, anterior al 2008, habrían sido: las compras de EEUU, o sea su sistema de vida consumista; en menor medida las de la Unión Europea; y de China como proveedor de bienes a esas áreas provocando la reactivación de su mercado interno

10.2 Impacto sobre el mercado Petrolero

La crisis económica mundial provocaba una caída en la demanda de petróleo de los países centrales, una morigeración del crecimiento en los restantes, en particular los denominados emergentes y en especial una expectativa de menores consumos o de menores tasas de crecimiento de la demanda de crudo hacia el futuro, según muestra el Cuadro N° 26; Demanda Mundial de Petróleo por Regiones: Primer trimestre 2008 a primer trimestre 2009.

Allí puede apreciarse la caída de la demanda en los países de OCDE en casi 2,29 millones de barriles y el levisimo aumento de los países NO OCDE de 0,21 millones de barriles.

Cuadro Nº 26. Demanda Mundial de Petróleo por Regiones. Trimestres 2008- 2009 - (10⁶bls/día)

Región	1 T 2008	2 T 2008	3 T 2008	4 T 2008	1 T 2009
Norte América	24,84	24,52	23,73	24,17	23,73
Europa	15,2	14,89	15,4	15,2	14,6
Pacífico	8,87	7,82	7,5	7,91	8,29
Sub Total OCDE	48,91	47,23	46,63	47,28	46,62
CEI	4,11	4,12	4,35	4,29	4,14
Europa	0,82	0,76	0,71	0,76	0,81
China	7,85	7,95	8,06	7,59	7,79
Otros de Asia	9,63	9,63	9,12	9,18	9,44
América Latina	5,67	5,89	6	5,84	5,81
Medio Oriente	6,71	8,96	7,32	6,83	6,96
África	3,15	3,18	3,04	3,18	3,2
Sub Total No OCDE	37,94	40,49	38,6	37,67	38,15
Total Mundo	86,85	87,72	85,23	84,95	84,77

Fuente: International Energy Agency: Monthly Oil Market Report, Varios números.

La causa más evidente de la estrepitosa caída de los precios del petróleo desde los 133,9 US\$ corrientes / bl de julio del 2008 a 39.93 – 47,00 U\$S corrientes/bl de febrero –marzo del 2009, pasando por un mínimo de 34,93 U\$S corrientes /bl, equivalente a 39,76 U\$S 2012/bl, parece haber sido la crisis económica internacional (Ver Gráfico Nº 19)

10.3 Las Reacciones de los Países Productores

Esta situación de baja de precios en los Países de OPEP y Rusia y en general en los Países exportadores NO OPEP afectaba sus ingresos que cayeron de la misma manera que estos precios.

Así en el año 2008 los ingresos por exportaciones de los países de OPEP llegaban a unos 924000 millones de dólares y en el 2009 caían a los 611591.-.

Frente a esta situación los Países de OPEP, acompañados por Rusia, decidían disminuir la producción fijando nuevas cuotas a los países miembros. (Ver Cuadro Nº 23).

Estas reducciones de OPEP llegaban a ser de poco más de 4 millones barriles día, equivalentes al 4% de la producción mundial y eran acompañadas por otro medio millón por Rusia.

Pero como es habitual en este tipo de medidas, el cumplimiento de estos compromiso por parte de los países sólo llegaba al 80%, de manera que en la reunión de OPEP del marzo del 2009, en lugar de concretar una reducción adicional, la Organización decide instar a los países miembros a cumplir con la reducción pautaada, lo que equivaldría a una reducción efectiva de poco menos de un millón de barriles día.

Pero los efectos de las medidas de restricción de la producción sobre la contención de la caída de los precios no dio los resultados esperados.

Es que el efecto demanda parecía ser el factor decisivo, especialmente frente a una sobreoferta de crudo que se manifestaba en el almacenamiento de petróleo en buques tanques, algunos contratados a ese sólo efecto, y en los yacimientos, ya que en algunos casos no se podía reducir la producción sin afectar el comportamiento de los pozos.

¿Pero a todo esto que pasaba con los Especuladores? ¿Habían desaparecido del mercado?

Es que seguía, ahora a otros niveles absolutos, la volatilidad casi diaria de los precios como se refleja claramente en la evolución de los mismos en los meses de Enero y Febrero del 2009 (Ver Gráfico N° 23), con amplitudes de 13,41 U\$S en el mes de Enero y de 10,89 en el mes de Febrero

Los analistas, tanto de la Agencia Internacional de Energía, como de OPEP del Cambridge Energy Research Associates (CERA) veían con preocupación esta “exagerada”, a su juicio, caída en los precios del petróleo pues el efecto inmediato sería la disminución drástica en las inversiones en Exploración y Desarrollo de nuevos Yacimientos.

Sobre este aspecto debe tenerse en cuenta que mantener los niveles de producción implicaba, por sí sólo, reponer la declinación de los pozos en producción de aproximadamente el 10%, equivalentes a cerca de 8,5 millones de barriles por día.

Por otra parte precios tan bajos cercanos a los 40 U\$S /bl dejaban fuera de competencia a muchos yacimientos marginales que requerían no menos de 70 U\$S, retardaban inversiones en desarrollo de fuentes alternativas al petróleo y dificultaban las medidas de Uso Racional de Energía.

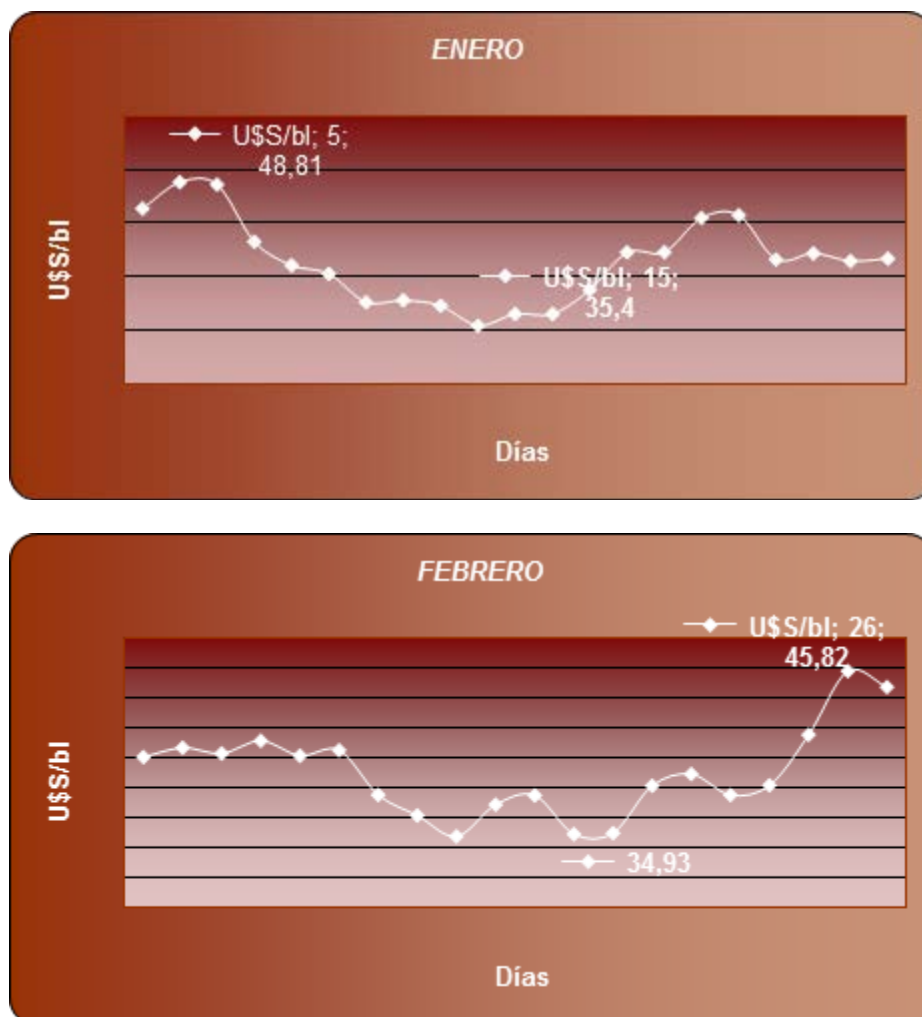
Efectivamente como se verá a continuación los precios aumentaron.

De todas maneras parecía que en el corto plazo, es decir 2009, era muy difícil que el crudo basado en el WTI, pasara los 58,9 US\$ 2012 promedio.

Recién a partir del 2010 o 2011, si la crisis económica no se convierte en estructural y comienza a superarse, pero sin necesariamente volver al estado de cosas anterior, parecerían probables precios mayores y cercanos a los 70 U\$S 2007 que algunos Países y analistas estiman como adecuados para seguir invirtiendo.

Posteriormente los precios seguramente, en la hipótesis de recuperación económica y de otro tipo de relaciones comerciales, sociales, culturales y políticas entre los países, los precios retomarán un sendero de crecimiento hasta tanto otras fuentes energéticas no sustituyan parcialmente al petróleo.

Gráfico Nº 23. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI - Meses de Enero y Febrero 2009
(u\$s corrientes/bl)



11. NUEVA ESCALADA DE PRECIOS DEL PETRÓLEO: PERÍODO 2009-2014

En el Cuadro N° 27 y en el Gráfico N° 24 se puede apreciar la evolución Trimestral de los Precios del Petróleo WTI en U\$S corriente entre los años 2009 y 2014.

Se pueden visualizar dos períodos uno entre los años 2009 y 2010 y otro entre el año 2011 y el tercer trimestre del 2014

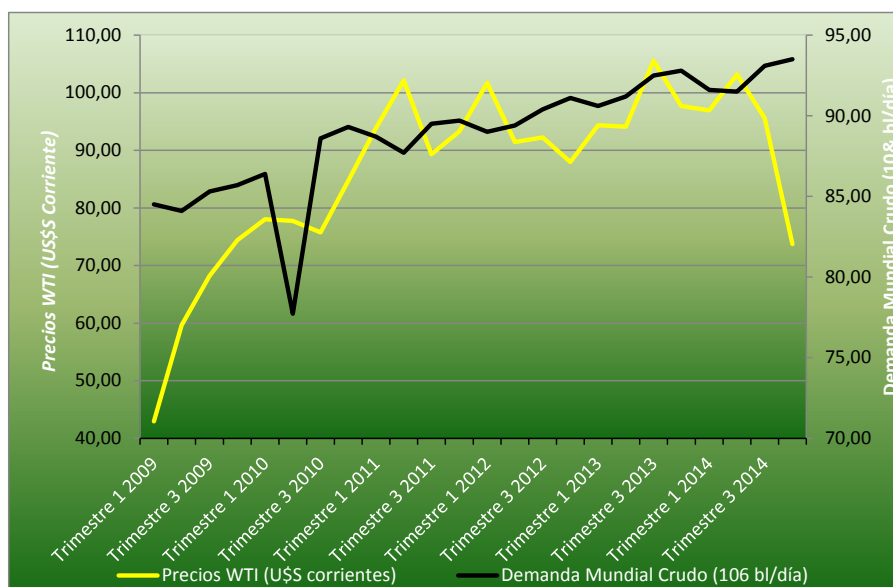
Cuadro N° 27. Evolución Trimestral de los Precios del Crudo WTI en U\$S corrientes y de la Demanda Mundial de Crudo 2009/2014 en 10 6 bl/ día

	Precios WTI (U\$S corrientes)	Demanda Mundial Crudo (10 ⁶ bl/día)
Trimestre 1 2009	42,96	84,50
Trimestre 2 2009	59,66	84,10
Trimestre 3 2009	68,24	85,30
Trimestre 4 2009	74,40	85,70
Trimestre 1 2010	78,05	86,40
Trimestre 2 2010	77,72	77,72
Trimestre 3 2010	75,75	88,60
Trimestre 4 2010	84,70	89,30
Trimestre 1 2011	93,90	88,70
Trimestre 2 2011	102,12	87,70
Trimestre 3 2011	89,32	89,50
Trimestre 4 2011	93,30	89,70
Trimestre 1 2012	101,73	89,00
Trimestre 2 2012	91,44	89,40
Trimestre 3 2012	92,24	90,40
Trimestre 4 2012	87,96	91,10
Trimestre 1 2013	94,36	90,60
Trimestre 2 2013	94,09	91,20
Trimestre 3 2013	105,55	92,50
Trimestre 4 2013	97,71	92,80
Trimestre 1 2014	96,94	91,60
Trimestre 2 2014	103,18	91,50
Trimestre 3 2014	95,57	93,10
Trimestre 4 2014	73,73	93,50

Fuente Oferta Demanda: Oil Market Report IEA Varios números.

Precios: Elaboración Propia en base a Precios diarios publicados en Diario La nación Argentina.

Gráfico N° 24. Evolución Trimestral de los Precios del Crudo WTI en U\$S corrientes y de la Demanda Mundial de Crudo 2009/2014 en 106 bl/ día



11.1 Período 2009-2010

El año 2008 había sido un año de baja importante en los precios del petróleo y ya se analizaron las causas en el parágrafo 10.

Por el lado de OPEP la acción más significativa había sido el recorte de las cuotas de producción que había alcanzado a casi 4,2 millones de barriles día (casi el 11% de la producción de la OPEP), pero con un cumplimiento por parte de los países miembros inferior al 80%, y ni el empuje de la demanda de China, ni de otros países no pertenecientes a OCDE, habían sido suficientes para alentar una recuperación de los precios.

Es que cantidades enormes de dinero concentrado en las "burbujas financieras" no encontraban aplicación en la economía real y circulaban o bien en el interior de las mismas "burbujas" o bien fueron inyectados en sectores de la economía donde surgían situaciones de bonanza especulativa, cuando el aumento de los precios no está condicionado por la demanda, sino por la expectativa de su continuo crecimiento.

También se había producido una fuerte caída en la perforación petrolera en Estados Unidos, ante los bajos precios del crudo, el escaso financiamiento y potenciales alzas impositivas, frustrando los planes de Barack Obama de poner fin a la dependencia del petróleo extranjero y ola de proyectos de perforación se esfumaba junto con el desplome sufrido por los precios del petróleo desde julio el 2008, lo que ponía en riesgo un aumento de la producción local mientras el número de plataformas en las que se buscaba petróleo y gas natural caía casi un 50%, generando el declive más rápido desde 1986.

Otro factor coyuntural que debilitaba los precios del crudo era el alto nivel relativo de los inventarios en USA.

El año 2009 parecía comenzar con promesas más alentadoras y los precios se recuperaban paulatinamente hasta alcanzar los casi 75 U\$S corrientes /bl en el tercer trimestre del 2009 debido al repunte de las actividades fabriles en China e India que empujaban la demanda de estos países importantes importadores de crudo y en la mejor situación económica de USA.

El Departamento del Tesoro estadounidense anunciaba la suspensión de varias decenas de beneficios fiscales especialmente los créditos impositivos que beneficiaban a la exploración y perforación petrolera y que costaban cientos de miles de millones de dólares al Estado Norteamericano y esta medida pese a no facilitar el aumento de la producción en USA y por ende no contribuir a disminuir las importaciones de crudo de este país, no resultaría freno a las actividades en el shale de varios estados de la Unión.

Como contrapartida mejoraba el clima de los mercados bursátiles en USA y Europa esto empujaría a los precios hacia arriba.

La Agencia Internacional de la Energía advertía en un informe del mes de junio del 2009 que debido a los bajos precios del crudo las petroleras habían bajado sus inversiones y si se producía en un futuro cercano una reactivación más firme de la economía mundial los precios subirían significativamente, cosa que realmente ocurriría como se verá más adelante.

Krugman, premio Nobel de Economía, por su parte aconsejaba al Consejo de Cooperación del Golfo (nuclea a Arabia Saudita; Emiratos Arabes; Kuwait; Qatar, Bahreen y Oman) que no hicieran depender sus monedas del dólar sino de una canasta, y vaticinaba un aumento en la demanda mundial de crudo (en el 2009 había caído en casi un millón de barriles / día

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

respecto del año 2008) y que los precios gradualmente subirían, basándose en una salida rápida de la crisis económica de los países centrales.

A partir de enero del año 2010 Arabia Saudita abandonaba al West Texas Intermediate (WTI) como referente para el precio del petróleo; para el mercado de EEUU y daba un fuerte golpe al New York Mercantile Exchange al definir sus precios con un nuevo Índice el Argus Sour Crude basado en el precio de una canasta de crudos de la Costa del Golfo estadounidense que incluía a los crudos Mars, Poseidon y Southern Green Canyon.

De todas maneras los precios del crudo seguían estando por encima de lo que justificaban las que se consideraban “causales”, como por ejemplo: la debilidad del dólar; las débiles perspectivas de la demanda a corto plazo y los muy altos niveles de inventarios.

Por su parte OPEP consideraba aceptables precios entre 70 y 80 U\$S corrientes el barril, y mantenía sus cuotas en 24,84 millones de barriles diarios fijadas el 1 de enero del 2009, luego de haber recurrido en el último trimestre de 2008 a uno de los mayores recortes de su historia, al retirar del mercado unos 4,2 millones de b/d.

En el Cuadro N° 28 se aprecia la Evolución trimestral de la Demanda, Oferta y Saldos y del Precio del WTI en U\$S corrientes / bl entre 2009 y 2014

Cuadro N° 28. Evolución Trimestral de la Demanda-Oferta-Saldo y Precio WTI (US\$ corrientes) 2009-2010-2011-2012-2013-2014

	2009					2010				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2009	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2010
Demanda Mundial Total 10 ⁶ bls/día	84,5	84,1	85,3	85,7	84,9	86,4	86,9	88,6	89,3	87,8
Oferta Mundial Total 10 ⁶ bls/día	84,4	84	85,1	86	84,9	86,5	87,1	87,5	88,2	87,3
Saldo Oferta-Demanda 10 ⁶ bls/día	-0,1	-0,1	-0,2	0,3	0	0,1	0,2	-1,1	-1,1	-0,5
Precio Crudo WTI U\$S corriente/bl	42,96	59,66	68,24	74,40	61,82	78,05	77,72	75,75	84,70	79,23

Fuente Oferta Demanda: Oil Market Report IEA Varios números

Precios: Elaboración Propia en base a Precios diarios publicados en Diario La nación Argentina

	2011					2012				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2011	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2012
Demanda Mundial Total 10 ⁶ bls/día	88,7	87,7	89,5	89,7	88,9	89	89,4	90,4	91,1	90
Oferta Mundial Total 10 ⁶ bls/día	88,4	87,6	88,3	89,4	88,4	90,9	90,8	90,8	91,2	90,9
Saldo Oferta-Demanda 10 ⁶ bls/día	-0,3	-0,1	-1,2	-0,3	-0,5	1,9	1,4	0,4	0,1	0,9
Precio Crudo WTI U\$S corriente/bl	93,90	102,12	89,32	93,30	94,63	101,73	91,44	92,24	87,96	93,26

Fuente Oferta Demanda: Oil Market Report IEA Varios números

Precios: Elaboración Propia en base a Precios diarios publicados en Diario La nación Argentina

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

	2013					2014				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2013	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	2014
Demanda Mundial Total 10 ⁶ bls/día	90,6	91,2	92,5	92,8	91,8	91,6	91,5	93,1	93,5	92,4
Oferta Mundial Total 10 ⁶ bls/día	90,5	91,3	91,8	91,9	91,4	92,1	92,8	93,7	93,93	92,93
Saldo Oferta-Demanda 10 ⁶ bls/día	-0,1	0,1	-0,7	-0,9	-0,4	0,5	1,3	0,6	0,43	0,53
Precio Crudo WTI U\$S corriente/bl	94,36	94,09	105,55	97,71	98,27	96,94	103,18	95,57	73,73	92,3

Fuente Oferta Demanda: Oil Market Report IEA Varios números

Precios: Elaboración Propia en base a Precios diarios publicados en Diario La nación Argentina

En el Cuadro N° 29 La Evolución de la Demanda de petróleo por Grandes Regiones

Cuadro N° 29. Demanda Mundial Trimestral de Petróleo por Regiones: 2009-2010-2011-2012-2013-2014 - 10⁶bls/día

Región	1 T 2009	2 T 2009	3 T 2009	4 T 2009	2009	1 T 2010	2 T 2010	3 T 2010	4 T 2010	2010
América del Norte	23,5	22,9	23,3	23,4	23,3	23,6	23,8	24,2	24,1	23,9
Europa	15,9	14,2	14,5	14,7	14,6	14,2	14,1	14,8	14,6	14,4
Pacífico	8,1	7,3	7,3	7,9	7,7	8,2	7,3	7,7	8	7,6
Sub Total OCDE	46,6	44,4	45	45,9	45,5	45,9	45,2	46,6	46,8	46,1
CEI	3,9	3,8	4	4	3,9	4,2	4,1	4,4	4,4	4,3
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
China	7,7	8,6	8,8	8,8	8,5	8,9	9,4	9,2	10	9,4
Otros de Asia	9,9	10,1	9,7	9,9	9,9	10,3	10,4	10	10,5	10,3
América Latina	5,8	6	6,1	6,1	6	6	6,3	6,4	6,3	6,3
Medio Oriente	6,7	7,3	7,8	7,1	7,2	7,1	7,5	8	7,3	7,5
África	3,2	3,2	3,2	3,3	3,2	3,2	3,3	3,2	3,3	3,2
Sub Total No OCDE	37,9	39,7	40,3	39,8	39,4	40,4	41,7	42	42,5	41,7
Total Mundo	84,5	84,1	85,3	85,7	84,9	86,4	86,9	88,6	89,3	87,8

Región	1 T 2011	2 T 2011	3 T 2011	4 T 2011	2011	1 T 2012	2 T 2012	3 T 2012	4 T 2012	2012
América del Norte	24,2	23,8	24,2	24	24,1	23,4	23,6	23,7	23,8	23,6
Europa	14,3	14,2	14,8	14,2	14,4	13,7	13,8	13,8	13,7	13,7
Pacífico	8,6	7,4	8	8,6	8,1	9,2	8,1	8,3	8,8	8,6
Sub Total OCDE	47,1					46,2	45,5	45,9	46,2	45,9
CEI	4,2	4,4	4,6	4,6	4,4	4,3	4,4	4,6	4,6	4,5
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
China	9,3	9,3	9	9,4	9,2	9,5	9,6	9,9	10,3	9,8
Otros de Asia	11,1	11,1	10,8	11,2	11	11,2	11,4	11,1	11,5	11,3
América Latina	6,1	6,3	6,5	6,4	6,3	6,2	6,4	6,5	6,6	6,4
Medio Oriente	6,9	7,4	7,8	7,3	7,4	7,3	7,8	8,2	7,5	7,7
África	3,3	3,3	3,2	3,3	3,3	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7
Sub Total No OCDE	41,6	42,3	42,6	43	42,4	42,8	43,9	44,5	44,9	44
Total Mundo	88,7	87,7	89,5	89,7	89,8	89	89,4	90,4	91,1	90

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Región	1 T 2013	2 T 2013	3 T 2013	4 T 2013	2013	1 T 2014	2 T 2014	3 T 2014	4 T 2014	2014
América del Norte	23,6	23,9	24,3	24,3	24,1	23,9	23,6	24,2	24,4	24
Europa	13,2	13,8	14	13,6	13,6	13	13,4	13,9	13,5	13,5
Pacífico	8,9	7,8	8	8,6	8,3	8,8	7,7	7,7	8,4	8,1
Sub Total OCDE						45,7	44,7	45,8	46,3	45,6
CEI	4,5	4,6	4,9	4,9	4,7	4,6	4,8	5	4,9	4,8
Europa	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
China	9,9	10,1	10,2	10,3	10,1	10,1	10,3	10,4	10,6	10,3
Otros de Asia	11,9	11,9	11,6	12	11,9	12,2	12,2	11,9	12,3	12,1
América Latina	6,4	6,6	6,8	6,8	6,6	6,6	6,8	6,9	6,9	6,8
Medio Oriente	7,5	7,9	8,4	7,7	7,9	7,8	8,2	8,6	7,8	8,1
África	3,9	3,9	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,8	4	3,9
Sub Total No OCDE	44,7	45,7	46,2	46,3	45,7	45,9	46,8	47,3	47,2	46,8
Total Mundo	90,6	91,2	92,6	92,8	91,8	91,6	91,5	93,1	93,5	92,4

Fuente: Oil Market Report AIE Varios Números.

En el Cuadro N° 30 y Gráfico N° 25 La Evolución de la Producción de Crudo de los Países de OPEP, de los No OPEP y del precio del WTI en U\$S Corrientes entre los trimestres del 2009 a 2014

Cuadro N° 30. Producción de Petróleo: OPEP-No OPEP Precios del Crudo WTI U\$S corrientes/bl Trimestres 2009-2010-2011-2012-2013-2014
(10⁶bles/día)

	2009					2010				
	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2009	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2010
OPEP	33,39	33,58	33,9	34,1	33,49	34,15	34,18	34,58	34,94	34,5
NO OPEP	51,22	50,92	51,24	51,82	51,69	52,43	52,82	52,79	53,23	52,82
USA	7,84	7,97	8,13	8,31	7,44	8,44	7,74	7,8	7,97	7,8
CANADA	3,32	2,93	3,12	3,05	3,22	3,19	3,34	3,35	3,44	3,35
Resto	40,06	40,02	39,99	40,46	41,03	40,8	41,74	41,64	41,82	41,67
TOTAL	84,61	84,05	85,09	85,97	85,18	86,58	86,99	87,37	88,17	87,32
Precios WTI U\$S corrientes /bl	42,96	59,66	68,24	74,40	61,82	78,05	77,72	75,75	84,70	79,23

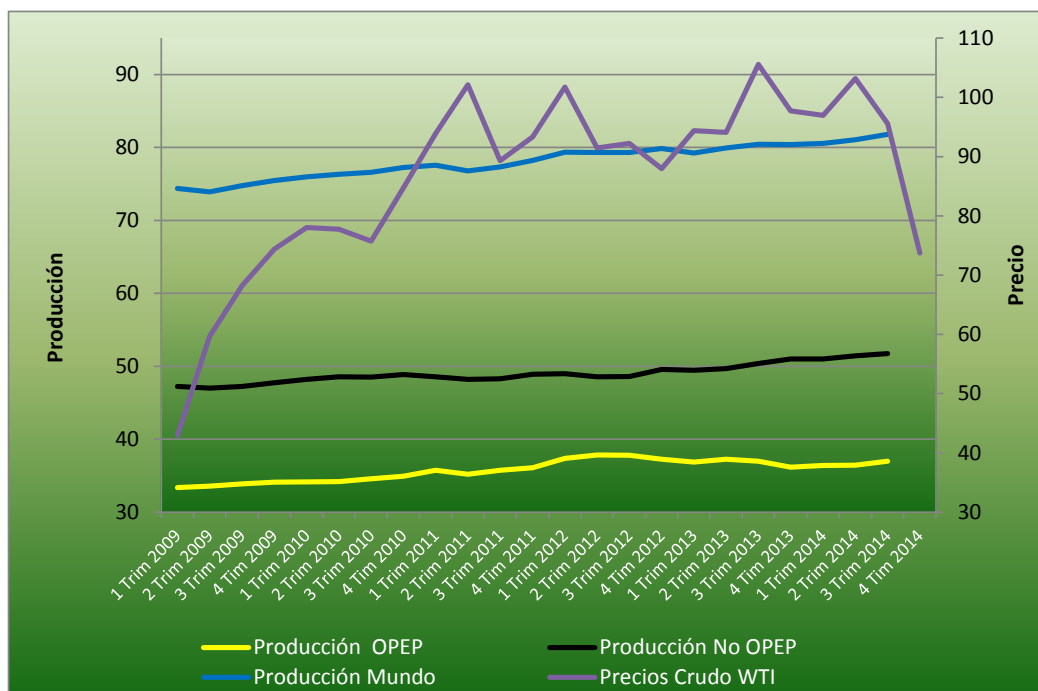
	2011					2012				
	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2011	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2012
OPEP	35,75	35,21	35,74	36,11	35,65	37,36	37,85	37,79	37,27	37,56
NO OPEP	52,82	52,4	52,52	53,25	52,78	53,36	52,83	52,91	54,09	53,34
USA	7,92	7,97	8,1	8,55	8,13	8,79	8,85	8,89	9,59	9,1
CANADA	3,54	3,27	3,5	3,71	3,51	3,75	3,67	3,71	3,92	3,76
Resto	41,36	41,16	40,92	40,99	41,14	40,82	40,31	40,31	40,58	40,48
TOTAL	88,56	87,61	88,26	89,36	88,44	90,72	90,68	90,7	91,37	90,9
Precios WTI U\$S corrientes /bl	93,90	102,12	89,32	93,30	94,63	101,73	91,44	92,24	87,96	93,26

	2013					2014				
	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2013	1 trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	2014
OPEP	36,88	37,25	36,98	36,16	36,72	36,39	36,44	36,99		
NO OPEP	53,94	54,21	55,09	55,85	54,64	55,83	56,4	56,75		
USA	9,8	10,07	10,58	10,83	10,24	11,07	11,69	11,91		
CANADA	3,96	3,75	3,99	4,14	3,97	4,25	4,08	4,16		
Resto	40,18	40,39	40,52	40,88	40,43	40,51	40,63	40,68		
TOTAL	90,62	91,46	92,06	92,01	91,36	92,21	92,83	93,74		
Precios WTI U\$S corrientes /bl	94,36	94,09	105,55	97,71	98,27	96,94	103,18	95,57	73,73	92,30

Fuente Oferta Demanda: Oil Market Report IEA Varios números

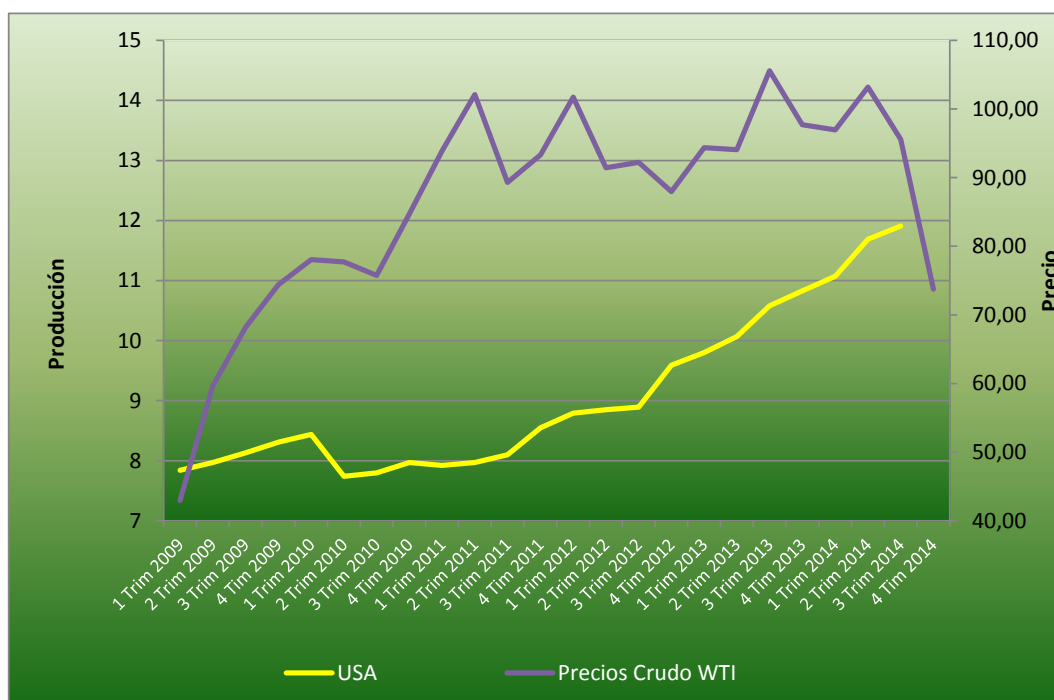
Precios: Elaboración Propia en base a Precios diarios publicados en Diario La nación Argentina

Gráfico N° 25. Producción de Petróleo: OPEP-No OPEP - Trimestres 2009-2020-2011-2012-2013-2014



En el Gráfico N° 26 La Evolución de la Producción de crudo de EEUU y del Precio del Crudo WTI en U\$S corrientes entre los Trimestres del 2009 a 2014

Gráfico N° 26. Producción de Petróleo USA y Precios del WTI U\$S /bl: Trimestres 2009-2020-2011-2012-2013-2014



Análisis del Mercado Petrolero Mundial

En el Cuadro N° 31 La Producción Real de OPEP; la Producción Sustentable y el Excedente disponible entre los Trimestres del 2009 y 2014

Cuadro N° 31. Producción- Sustentabilidad -Disponibilidad OPEP- 2009/2014

País	Dic-09			Dic-10		
	Producción	Sustentabilidad de la Producción (1)	Sustentabilidad/ Producción (2)	Producción	Sustentabilidad de la Producción(1)	Capacidad/ Producción
	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día
Argelia	1,25	1,4		1,27	1,3	
Angola	1,85	2,1		1,62	1,84	
Ecuador	0,46	0,5		0,48	0,5	
Irán	3,72	4		3,68	3,7	
Irak	2,43	2,6		2,45	2,7	
Kuwait	2,29	2,65		2,32	2,55	
Libia	1,52	1,75		1,56	1,8	
Nigeria	2,01	2,6		2,26	2,5	
Qatar	0,8	0,9		0,82	1	
Arabia Saudita	8,25	11,8	3,55	8,6	12,1	3,5
Unión Emiratos						
Arabes	2,28	2,7		2,32	2,7	
Venezuela	2,19	2,4		2,2	2,35	
TOTAL	29,05	35,4	6,35	29,57	35,05	5,19

País	Dic-11			Dic-12		
	Producción	Sustentabilidad de la Producción(1)	Sustentabilidad/ Producción (2)	Producción	Sustentabilidad de la Producción(1)	Capacidad/ Producción
	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día
Argelia	1,29	1,3		1,18	1,19	
Angola	1,75	1,9		1,73	1,89	
Ecuador	0,48	0,51		0,5	0,52	
Irán	3,45	3,51		2,7	3,03	
Irak	2,69	3,21		2,97	3,3	
Kuwait	2,62	2,84		2,78	2,86	
Libia	0,8	0,75		1,4	1,58	
Nigeria	2,06	2,48		2,1	2,49	
Qatar	0,82	0,9		0,74	0,74	
Arabia Saudita	9,85	12	2,15	9,36	11,8	2,44
Unión Emiratos						
Arabes	2,58	2,74		2,68	2,8	
Venezuela	2,5	2,55		2,5	2,6	
TOTAL	30,89	34,68	3,8	30,64	34,8	3,26

País	Nov-13			Nov-14		
	Producción	Sustentabilidad de la Producción(1)	Sustentabilidad/ Producción (2)	Producción	Sustentabilidad de la Producción(1)	Capacidad/ Producción
	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día	10 ⁶ Bls/día
Argelia	1,1	1,2		1,13	1,17	
Angola	1,76	1,85		1,69	1,8	
Ecuador	0,52	0,53		0,55	0,57	
Irán	2,71	2,9		2,76	2,9	
Irak	3,15	3,2		3,38	3,4	
Kuwait	2,72	2,9		2,76	2,85	
Libia	0,22	1,4		0,69	0,85	
Nigeria	1,89	2,25		1,92	2	
Qatar	0,73	0,75		0,68	0,73	
Arabia Saudita	9,75	12,4	2,66	9,61	12,4	2,79
Unión Emiratos						
Arabes	2,73	2,9		2,71	2,9	
Venezuela	2,46	2,6		2,44	2,6	
TOTAL	29,73	34,88	3,37	30,32	34,17	3,45

Fuente. Oil market Report IEA varios números

(1) Sustentabilidad quiere decir que puede alcanzar el nivel indicado en 30 días y mantenerlo durante 90

(2) Indica el margen disponible para incrementar la producción

El Cuadro N° 28 muestra el crecimiento de la Demanda mundial de crudo desde 84,5 millones de bl/ día del primer trimestre del 2009 a 89,3 en el cuarto Trimestre del 2010

después de la caída de casi 1 millón de barriles día del promedio del año 2008, con un excedente de la demanda respecto de la Oferta.

El Cuadro N° 29 muestra que el incremento de la demanda de crudo entre el primer Trimestre del año 2009 y el cuarto del año 2014, obedecía esencialmente a los Países No Opep, particularmente a China, mientras que los nucleados en OCDE continuaban disminuyéndola.

A su vez los precios del WTI aumentaban desde 42,96 U\$S corrientes/ bl en el primer Trimestre del 2009 (equivalentes a 45,80 U\$S 2012/bl) a 84,70 U\$S corrientes /bl (equivalente a 90,67 U\$S 2012 / bl).

El Cuadro N° 30 y el Gráfico N° 25 permiten apreciar que la producción de los países no nucleados en OPEP y fuera de EEUU y Canadá eran los que experimentaban el mayor crecimiento; que EEUU mantenía la evolución positiva que había arrancado en el año 2008 (ver Gráfico N° 26), pero con niveles que apenas superaban los del 2003.

El Cuadro N° 31 evidencia que OPEP no cumplía con sus cuotas de Producción entre Diciembre 2009 y Diciembre 2010, pues la cuota era de 24 millones de barriles / día y la producción real oscilaba entre 29,05 y 29,57 con una capacidad “ociosa” cercana a los casi 6 millones de barriles, concentrados esencialmente en Arabia Saudita, que producía casi el 30% del crudo de OPEP.

Esta política de OPEP de incrementar su producción en períodos de aumento de precios para no ceder mercados a los países NO OPEP, provocaría efectos negativos en el mediano plazo a OPEP.

12. EL PETRÓLEO NO CONVENCIONAL

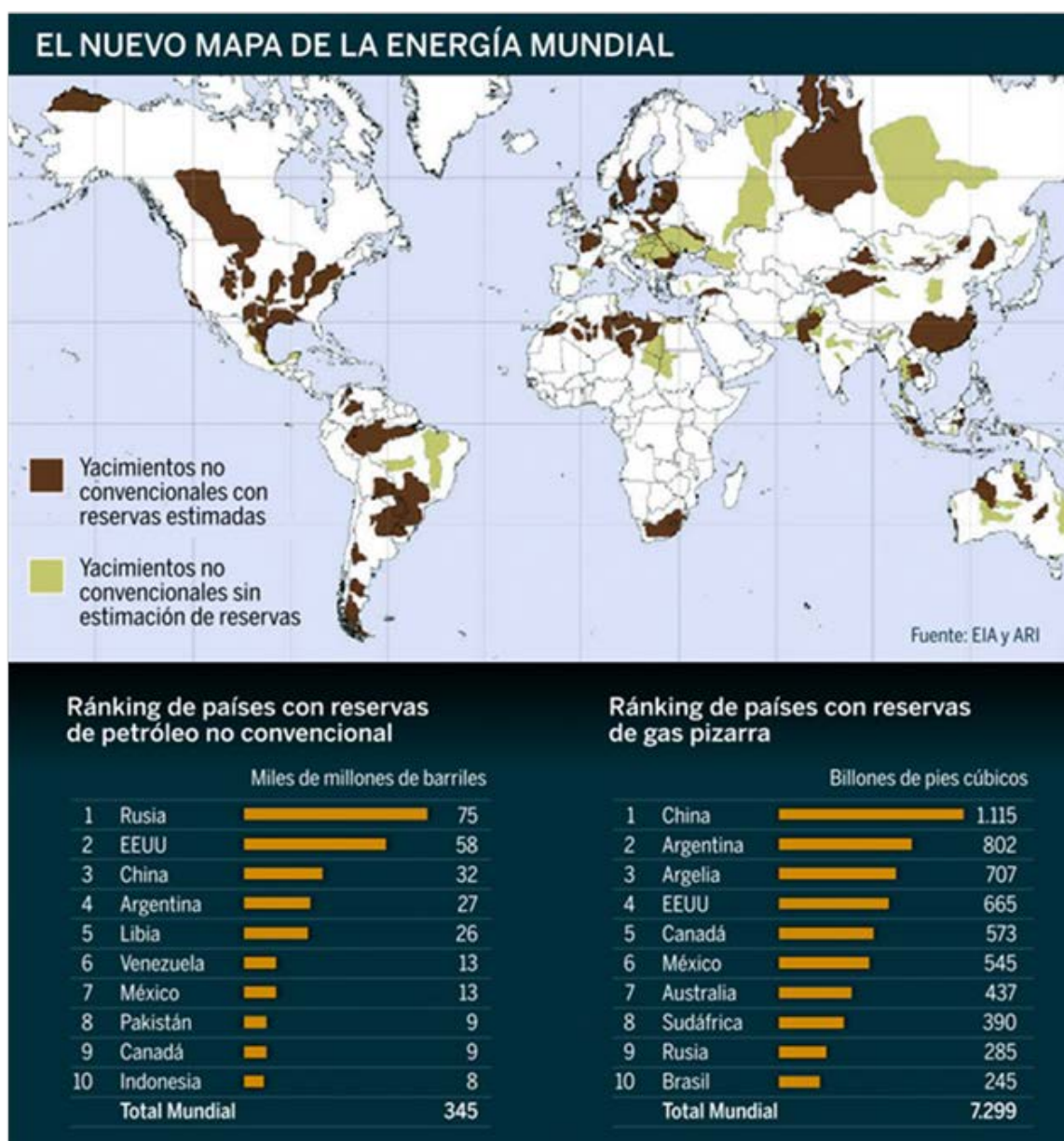
Según la opinión de la Agencia Internacional de Energía (AIE) en un Documento de Junio del 2013 algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables. El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra...) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial. Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 20% del total de las reservas de crudo del globo. Y también con casi 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés) considera las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más. Las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro. "El informe muestra un potencial significativo a escala internacional del petróleo y el gas no convencionales. Pero aún no está claro en qué medida los recursos técnicamente recuperables también son aprovechables en términos económicos", apunta Adam Sieminski, director de la EIA.. Un nuevo mapa energético mundial Las nuevas reservas pueden impulsar un giro en el statu quo de la energía mundial. Hoy por hoy, tan sólo Estados Unidos y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con volúmenes realmente comerciales. Y están llamados a ser protagonistas de este boom de los nuevos hidrocarburos. Estados Unidos parece que será el gran beneficiado. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ya pintó hace unos meses un nuevo escenario global en que gracias a sus reservas no convencionales EEUU se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de gas natural y en 2017 también sería líder en producción de petróleo. Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75.000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58.000 millones) y a más distancia China (32.000 millones), Argentina (27.000 millones) y Libia (26.000 millones). Estos cinco países reúnen más del 60% de todas las reservas de shale oil del planeta.

La batalla por el liderazgo mundial del gas natural no convencional será mucho más apretada. Las estimaciones de la Administración de Información de Energía de EEUU reconoce a China como el país con mayores reservas de gas pizarra (con 1.115 billones de pies cúbicos), a la que seguirían Argentina (802) y Argelia (707). Los datos oficiales del Gobierno norteamericano contemplan que las reservas estadounidenses se quedan en los 665 billones de pies cúbicos de gas, lo que le dejaría en cuarta posición. Pero las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos

hasta colocarlo en cabeza del ránking mundial. El grupo Advanced Resources International fija las reservas estadounidenses en los 1.161 billones de pies cúbicos, con lo que superaría a China como gran potencia del gas de esquisto.

De todas maneras otras opiniones, especialmente en Europa, y en algunos Estados de EEUU y Canadá manifiestan inquietudes bien fundadas respecto de los negativos impactos ambientales de la explotación de estos hidrocarburos “No Convencionales”.

Finalmente, salvo en EEUU y Canadá, donde ya se están produciendo comercialmente, en los restantes países, las cifras suministradas se parecen más a Recursos que a Reservas, pues aún falta mucha tarea de exploración y comprobación del comportamiento, en régimen de explotación, de estas estructuras.



Ahora bien, según la literatura más reciente donde se evalúan casos concretos desarrollados en Estados Unidos, (debe recordarse que el boom de esta actividad en dicho país se dio durante el período 2005-2008 en yacimientos como: Barnett, Marcellus, Haynesville, Fayetteville e Eagle Ford; el cual es comparado con Vaca Muerta en lo que respecta al comportamiento de la producción de petróleo), se señala que las tasas de recuperación observadas en el caso del shale gas se ubican en promedio en el 6.5%, con un rango que va del 4.7% al 10% (“Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas prices orchestrated?”. Energy Policy Forum, Deborah Rogers, February 2013).

Según Robert D. Blackwill y Meghan L. O’Sullivan en su trabajo “La revolución del Shale y el Poder de EEUU” la tecnología del ‘fracking’ y el acceso a los recursos de petróleo y gas ‘shale’ otorgaría EE UU una renovada influencia mundial. El aumento de la oferta energética presionaría a la baja los precios y obligará a los países exportadores e importadores a crear nuevas alianzas”.

“Hace solo cinco años, parecía que las reservas mundiales de petróleo alcanzaban su nivel máximo, y como la producción de gas convencional disminuía en Estados Unidos, todo apuntaba a que el país dependería de costosas importaciones de gas natural. Pero los pronósticos han resultado sumamente erróneos. La producción de energía mundial ha dejado de estar dominada por los suministradores tradicionales de Eurasia y Oriente Próximo, a medida que se explotan los recursos de petróleo y gas no convencional en todo el mundo, desde las aguas de Australia, Brasil, África y el Mediterráneo hasta las arenas petrolíferas de Alberta (Canadá). Sin embargo, la mayor revolución ha tenido lugar en EE UU, donde se han aprovechado dos tecnologías recientemente desarrolladas para extraer unos recursos cuya explotación se consideraba antes inviable desde un punto de vista comercial: la perforación horizontal, que permite penetrar en capas de esquisto (shale) muy profundas, y la fracturación hidráulica (fracking), que usa la inyección de fluido a alta presión para liberar el gas y el petróleo de formaciones rocosas”.

“El repunte que se ha producido a consecuencia de ello en la producción de energía ha sido espectacular. Entre 2007 y 2012, la producción de shale gas en EE UU aumentó más de un 50 por cien cada año, y su cuota en la producción total de gas estadounidense pasó del cinco al 39 por cien. Las terminales que se habían diseñado para traer gas natural licuado (GNL) extranjero a los consumidores estadounidenses se están modificando para exportar al extranjero GNL estadounidense. Entre 2007 y 2012, el fracking también multiplicó por 18 la producción de lo que se conoce como shale oil, un petróleo de alta calidad que se encuentra en el esquisto o en la arenisca y que se puede liberar mediante esta tecnología. Este incremento ha logrado invertir el descenso de la producción de crudo estadounidense, que aumentó casi un 50 por cien entre 2008 y 2013. Gracias a estos avances, EE UU está listo para convertirse en una superpotencia energética. En 2013 estaba en el tercer lugar detrás de Arabia Saudita y Rusia como principal productor de energía mundial y, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en 2015 desbancará a Arabia Saudí como mayor productor de crudo”.

“Últimamente se ha escrito mucho sobre el descubrimiento de nuevos depósitos de petróleo y gas en todo el mundo, pero a otros países no les resultará fácil imitar el éxito de EE UU. La revolución del fracking exigió algo más que una geología favorable; también requirió inversores sin aversión al riesgo, un régimen de derechos de la propiedad que permitió a los propietarios de terrenos reclamar los recursos subterráneos, una red de proveedores de servicios y de infraestructuras de suministro, y una estructura del sector caracterizada por miles de empresarios en vez de por una única empresa petrolera nacional. Aunque muchos países disponen de la roca adecuada, ninguno de ellos, salvo Canadá, cuenta con un entorno industrial tan favorable como el de EE UU”.

“La revolución energética estadounidense no solo tiene consecuencias comerciales; también tiene repercusiones geopolíticas de gran alcance. Los mapas del comercio mundial de energía ya se están volviendo a trazar porque las importaciones estadounidenses siguen disminuyendo y los exportadores encuentran nuevos mercados. La mayor parte del petróleo de África Occidental, por ejemplo, se exporta a Asia en vez de a EE UU. Y a medida que la producción estadounidense siga aumentando, ejercerá mayor presión a la baja sobre los precios mundiales del gas y del petróleo, reduciendo así la influencia geopolítica que algunos suministradores de energía han ejercido durante décadas. La mayoría de los Estados productores de energía que carecen de economías diversificadas, como Rusia y las monarquías del golfo Pérsico, saldrán perdiendo, mientras que los consumidores de energía, como China, India y otros Estados asiáticos, tienen posibilidades de ganar. Si los precios del petróleo caen y se mantienen bajos, todos los gobiernos que dependen de los ingresos de los hidrocarburos sufrirán tensiones”.

“Sin embargo, el país más beneficiado será EE UU. Desde 1971, cuando la producción de petróleo estadounidense alcanzó su máximo, la energía se ha considerado una carga estratégica para el país, ya que la demanda cada vez mayor de combustibles fósiles a un precio razonable exige a veces alianzas incongruentes y compromisos complejos en el extranjero. Pero esa lógica ha cambiado totalmente, y la nueva energía impulsará la economía estadounidense y otorgará a Washington una nueva influencia en todo el mundo”

Es que la producción de Petróleo de EEUU que en el año 2005 estaba en los 6903 millones de barriles por día subía, esencialmente por los aportes de los yacimientos Barnett, Marcellus, Haynesville, Fayetteville e Eagle Ford, a 10003 en el año 2013.

En síntesis la producción de crudos no convencionales, especialmente de EEUU, ha provocado un efecto estructural importante en el mercado petrolero internacional a partir de los años 2007-2008, siendo posiblemente, como se verá más adelante uno de los factores de peso en la caída de los precios del petróleo experimentada a fines de los años 2014.

De todas maneras, para el mediano plazo, el mantenimiento o acrecentamiento de los niveles de producción en EEUU (en el 2013 la diferencia entre el consumo y la producción de petróleo era de casi el 48% y sus importaciones eran de 9,8 millones de barriles /día), estará supeditada no sólo a la elevación de los precios sobre los valores de comienzos del 2015, sino a la detención del alto porcentaje de declinación de estos yacimientos, lo cual exigirá la perforación continua y creciente del número de pozos y la solución de las controversias que provoca la tecnología en cuanto a sus efectos dañinos sobre el ambiente.

Los impactos ambientales según el documento “Fracking: una fractura que pasa factura” de Aitor Utresti y Florent Marcellesi de septiembre 2012 serían los siguientes:

Riesgos durante la perforación

Como es necesario emplear técnicas de perforación especiales para poder proceder posteriormente a la fracturación hidráulica, a los riesgos habituales de un sondeo de hidrocarburos, se unen los específicos de los sondeos desviados. Se trata entonces, de riesgos de explosión, escapes de gas, escapes de ácido sulfhídrico (muy tóxico en bajas concentraciones), y derrumbes de la formación sobre la tubería. Este último es mucho más habitual en el caso de sondeos desviados como los que se realizan en este caso. Debe tenerse en cuenta que se están perforando una media de 6-8 pozos por plataforma, y entre 1.5 y 3.5 plataformas por km², con lo que aunque a priori el riesgo de que ocurra un accidente de este tipo por pozo es baja, al aumentar el número de pozos a realizar el riesgo aumenta de forma alarmante.

Contaminación de agua

Una de las mayores preocupaciones de la fracturación hidráulica es la afección a los acuíferos subterráneos. Al fracturar el subsuelo, existe la posibilidad de que una de las fracturas inducidas alcance un acuífero, contaminando el agua con los fluidos de fracturación y con el propio gas de la formación. Además de este riesgo, existe también la posibilidad de que durante la fracturación se conecte con un pozo antiguo, mal abandonado, y de ahí el gas se comunice bien con un acuífero, como con la superficie. Este tipo de accidente ya ha sucedido con antelación, contaminándose un acuífero a través de un pozo abandonado en la década de los 40.

Riesgo químico de los aditivos

Como en cada perforación es necesario emplear unas 400 toneladas de productos químicos, la mayoría de ellos altamente contaminantes. Al diluirse a un 2% en agua, su nivel de toxicidad se ve fuertemente reducido. De todos modos, estos productos químicos llegan a la plataforma sin mezclar. El riesgo de accidente durante el traslado debe tenerse en cuenta. La cantidad de trasiegos de camiones a realizar para la densidad de pozos que se perforan es elevada (lo que provoca por su cierto a su vez contaminación acústica e inseguridad vial). Para cada plataforma se estima que el movimiento de camiones mínimo es de 4000, una gran cantidad de ellas para el trasiego de productos químicos. De nuevo, aunque el riesgo de producirse un accidente con derrame del producto químico sea bajo, el gran número de operaciones a realizar lo convierte en un riesgo importante.

Contaminación del aire

Durante todo el proceso de perforación y fracturación, se utilizan una gran cantidad de aditivos, muchos de los cuales son compuestos volátiles. Lo mismo sucede posteriormente en la etapa de producción, en la que es necesario acondicionar el gas extraído para inyectarlo en el gasoducto. Todos estos compuestos pasan en mayor o menor grado a la atmósfera, pudiendo generar ozono, o BTX (Benceno, Tolueno, xileno) entre otros.

Terremotos

En aquellas zonas donde el desarrollo del fracking está más avanzado, se ha constatado que un aumento de la sismicidad ha coincidido con los periodos de fracturación hidráulica. Hay que tener en cuenta que durante las operaciones de fracking se presuriza el subsuelo en más de 100 ocasiones. Este sobreesfuerzo al que se le somete puede ser suficiente como para provocar desplazamientos de fallas subterráneas, y por lo tanto terremotos, como ha pasado en Lancashire en Reino Unido donde la empresa Cuadrilla Ressources ha reconocido que su perforación era la causa de dos terremotos locales.

Efecto invernadero

El gas no convencional, por las condiciones en las que se encuentra, suele estar formado casi en su totalidad por metano. Este es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el propio CO₂, en concreto, 23 veces más potente. Esto quiere decir que cualquier escape del mismo durante la perforación, fracturación, y producción, es mucho más nociva que los gases que se generan posteriormente durante su combustión.-.

El problema añadido de las técnicas de fracking con respecto a los escapes de gas, es el agua de fracturación en su retorno. Al haber estado en contacto con el gas en subsuelo, absorbe una cantidad de gas, que al retornar a superficie es emitido a la atmósfera. Se ha estimado que en un pozo en el que se ha realizado fracturación hidráulica, el aumento de emisiones de metano es del 2%. Un informe de la Universidad de Cornell estima por lo tanto que el gas de pizarra supone un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero de entre un 30% y un 100% comparado con el carbón.

Ocupación de terreno

Un problema añadido es la gran ocupación de terreno de este tipo de explotación ya que es necesario realizar un gran número de pozos para aprovechar correctamente los recursos. Se suelen perforar de 1.5 a 3.5 plataformas por km², con una ocupación de 2 hectáreas por cada una. El impacto visual de esta acumulación de sondeos es muy grande.

Por supuesto las empresas petroleras indican que tienen previstas soluciones a estos problemas para minimizarlos o eliminarlos.

13. EL PERÍODO 2011 – 2014

Se lo podría calificar como un nuevo período de Shock petrolero

Pero antes de analizar el comportamiento del mercado desde enero 2011 hasta comienzos del cuarto trimestre del año 2014 resulta necesario mirar un poco los acontecimientos geopolíticos que se desarrollaron en el mundo, y algunos persisten luego de esa fecha, en especial en Medio Oriente ; Libia, Asia Centra; Rusia y Ucrania, principalmente

i) El contexto Geopolítico

Primero en Medio Oriente, incluido Egipto

Es obvia la importancia de Medio Oriente cuando se habla del Petróleo pues poseía en el año 2013, según el BP Statistical Review, el 48 % de las Reservas, el 32 % del Producción y el 35 % de las exportaciones de petróleo del mundo y en el está situada Arabia Saudita cabeza de la OPEP y principal productor del mundo, al menos hasta mediados del 2014.

Las Naciones Árabes, son estados y pueblos unidos por lo menos por el lenguaje árabe, la cultura y/o contigüidad geográfica. De los 11 países miembros actuales de la OPEP, 7 son Naciones Árabes, de las 22 Naciones Árabes en el Mundo que conforman La Liga Árabe. La producción árabe de petróleo dentro de la Opep es 85% y la producción árabe de los países del golfo es 52%.

Los países árabes petroleros conforman la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (OAPEC), con 10 miembros: EEUU, Bahrain, Algeria, Arabia Saudita, Syria, Iraq, Qatar, Kuwait, Lybia y Egipto. 3 no son Opep y en conjunto poseen el 23% de la producción mundial, aproximadamente.

Los países árabes petroleros del Golfo: Arabia Saudita, EEUU, Kuwait, Qatar pertenecen al Consejo de Cooperación para los Estados Árabes del Golfo (CCEAG), además de Omán y Bahréin, países petroleros también pero no miembros de la Opep. El CCEAG está fundamentado en lo común que existe entre sus países asociados, y el principal de sus objetivos es la integración en los aspectos económicos, sociales, militares de sus miembros.

Los países árabes petroleros por su historia, lenguaje, cultura, religión y proximidad se han unido en organizaciones con objetivos fundamentales propios, como los mencionados. Esto, en la realidad, hace que se comuniquen constantemente para balancear y unirse en objetivos prioritarios para ellos. La Opep desde 1960, año de su fundación, ha vivido y convivido muchos eventos políticos, económicos, sociales y bélicos, que han transformado hasta las geografías de estos países. Cada miembro, independientemente ha tomado rumbos y decisiones, que los han llevado a lo que son actualmente.

Exceptuando Arabia Saudita, sus poblaciones son pequeñas: menor de 6 millones de habitantes, pero sus nacionalidades son altamente protegidas de modo que es casi imposible por ejemplo ser catari. Si se quiere saber la población de uno de estos países, sus páginas oficiales las muestran divididas por ejemplo: población Arabia Saudita es 29.9 millones y la dividen en 20.7 millones saudís y los otros.

Arabia Saudita posee reservas internacionales por \$732 Billones, PIB \$719 Billones, 64.6% es sector privado con crecimiento de éste de 6.4% promedio anual desde 1969 (Fuente diario El Universal Venezuela.15 de febrero del 2015).

A continuación se seguirá el comentario de Hicham Abdallah El –Alaoui, investigador Asociado de la universidad de Stanford, aparecido en la edición del mes de febrero del 2015 de La Monde Diplomatique en el artículo “La Nueva Guerra Fría Regional” y que se refiere al Medio Oriente

Según El –Alaoui, la Región estará viviendo una nueva guerra fría regional con frentes contradictorios. El primer conflicto involucra a los Hermanos Musulmanes y su ideología islamista; el segundo conflicto se deriva de la lucha entre chiitas y sunitas.

Dice que los Estados involucrados se dividen en dos subconjuntos ; Jordania, Irán y Egipto que pusieron freno a las reformas destinadas a ampliar el campo de participación popular y avanzar en caminos de democratización y Estados como Arabia Saudita, Qatar y Emiratos Árabes que desecharon cualquier proyecto de reforma estructural.

En el 2011 la negativa a producir cambios estructurales desató la llamada primavera árabe en gran parte de la región pero la respuesta consistió en avivar los conflictos, con el objetivo de consolidar la situación existente como lo demuestran las luchas en Siria, Libia y Yemen.

En Egipto (incluido en Medio Oriente y con un 0,2 % de las Reservas de petróleo y 0,8 % de la producción de petróleo mundiales) el gobierno de Abdel Fatah el Sisi no se conformaba con prolongar el sistema autoritario de Mubarak, que se mantuvo en el poder durante tres décadas, sino que lo agravaba y los problemas económicos y sociales que enfrentaba (desempleo, pobreza, desigualdad, con un porcentaje alto de jóvenes en las calles) son similares a los que condujeron a la destitución de Mubarak y solo salía victorioso el ejército. El estado egipcio, desprovisto de un aparato unificado, poco a poco se iba balcanizando. Desde el golpe de estado de julio 2013 Morsi, Egipto arrastró a otros países, como Arabia Saudita y Jordania a una campaña destinada a eliminar a los Hermanos Musulmanes que no había sufrido una represión tan violenta desde la época de Abdel Nasser (1956-1970). Qatar intentó apoyar a los Hermanos Musulmanes, pero Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos veían en ellos una amenaza y brindan a Egipto miles de millones de dólares, pues veían en estos Hermanos una amenaza para apoderarse del Golfo y con él de su riqueza petrolera. Pero esta ayuda constante no es solución pues agrava la dependencia de un régimen rentista y no lo impulsa a tomar las medidas para desarrollar la economía y con ella el bienestar de la población.

Así como Egipto se impone el autoritarismo en Yemen, Siria e Irak predomina la violencia y la guerra.

En Yemen, (0,2 % de las Reservas y Producción mundiales de petróleo) el brazo militar del movimiento Houthi aplastó toda resistencia del gobierno anterior y controla desde septiembre 2014 la capital- Los huties son adeptos al zaidismo una rama del islam chiita que recibe apoyo de Irán ya que Arabia Saudita considera a Yemen como una extensión de su propio territorio.

Siria (0,1 % de las Reservas y producción mundiales de petróleo), en momentos en que la democracia era posible cedió lugar a una guerra civil y un desastre humanitario. El régimen de Assad no goza más que de una apariencia de soberanía y controla el territorio fuera de Damasco a través de grupos militares, perdiendo gran parte de la infraestructura de que disponía y frente al gobierno grupos extranjeros de oposición, muy atomizados, se han transformado en fuerzas militares de ocupación. Entre ellos el Estado Islámico, convertida en confederación yihadista que intenta transformarse en un imperio. El modelo de operación del Estado Islámico es el del botín que se disputan los combatientes. El gobierno de Assad opta por no intervenir y dejar que los hechos ocurrieran, mientras la carnicería es producto de la acción de actores externos, como EEUU, con sus bombardeos; Turquía, Jordania,

Egipto y Arabia Saudita . Assad contaría con la ayuda económica y militar del Hezbollah e Irán y la complicidad de Rusia.

El Estado Islámico no es producto de una división entre sunitas y chiitas donde el reclutamiento es producto en gran medida de las desastrosas condiciones sociales.

En definitiva después que Occidente creyera haber vencido a Al Qaeda se enfrenta ahora con el Estado Islámico.

Irak, desde el punto de vista del petróleo es uno de los países más importantes del Medio Oriente pues sus Reservas y Producción son respectivamente el 9% y 4% de las mundiales.

El Estado Islámico también está activo en Irak y tiene el carácter de una insurrección sunnita contra los abusos de un gobierno dominado por los chiitas e instalado por EEUU después de la invasión del 2003. Muchos de los sunitas se sintieron traicionados por la aparición de milicias y el despliegue en el 2007 de tropas de EEUU adicionales. También debe tenerse en cuenta la dimensión confesional que lleva a una verdadera fractura social con implicancias geopolíticas que hace que la salida sea más incierta Así al haberse pulverizado la autoridad estatal, cada uno busca la seguridad orientándose hacia los actores sociales, el barrio y las milicias.

A nivel del conjunto de la Región las preocupaciones de la coalición árabe sunnita no recaen solamente sobre sus opositores como Irán o los hermanos Musulmanes sino como producto de una amenaza interna a la propia sociedad como es la de los reclamos masivos de libertad y dignidad de sus propias poblaciones.

La caída del precio del petróleo ocurrida desde fines del 2014 demostró que esta nueva Guerra fría regional puede tener importantes cambios de rumbo. Irán mantenía la delantera en el conflicto con Arabia Saudita ., mientras la política saudita resultaba más fragmentada pues su política exterior se encuentra en manos de múltiples actores como los servicios de seguridad de los príncipes y el ministerio de Relaciones Exteriores cada uno de ellos con sus intermediarios extranjeros Adicionalmente Irán presenta, pese a la existencia del Guía Supremos, un modelo de soberanía popular más democrático que el autoritarismo saudita. Adicionalmente el conflicto de Irán con EEUU por el asunto nuclear empujó a este último país a un acuerdo diplomático mayor La caída del precio del petrolero introduce otro factos de conflicto donde Arabia Saudita está mejor preparado para afrontarlo que Irán debido a sus mayores reservas financieras

Por primera vez en la historia moderna de la región Egipto, Siria e Irak no son los “matones del barrio”, pues al sufrir las réplicas de la primavera árabe son el campo de batalla de un cuestionamiento que implica a actores externos.

En razón de estos hechos EEUU ya no puede ser la potencia hegemónica incuestionable en la región, y parecería haber aprendido la lección de su fracaso en Afganistán e Irak. Además, ahora, Asia reviste una mayor importancia estratégica que Medio Oriente.

Es que la dominación mundial ya no está acompañada por la ocupación de espacios territoriales sino del control de los mercados financieros, las rutas de comercialización marítima y siempre el petróleo, pero regulando, EEUU, más los flujos de petróleo que la propiedad de los pozos.

En definitiva cualesquiera sean los vencedores de los conflictos civiles en Libia, Siria, Irak y Yemen, no es de esperar que los estados cambien sus fronteras, pues si esto último ocurriera la inestabilidad se transformaría en caos.

Adicionalmente el mundo árabe en el norte de África (Magreb) y en el Oriente Próximo estaba viviendo un proceso de casi descomposición. Son 22 naciones y una población del orden de los 360 millones de personas, en su inmensa mayoría de religión musulmana. Desde el punto de vista político, este conjunto de naciones poseía una serie de características comunes: - Dictaduras disfrazadas de repúblicas o monarquías constitucionales. Mecanismos de sucesión familiar para conservar el poder - Inexistencia o fuerte limitación de libertades políticas y sociales - Sistema de represión institucionalizado, con una fuerte presencia de servicios secretos - Elevadísimos grados de corrupción - Poderes judicial y legislativos férreamente dominados por los dictadores.

En lo económico y social, la situación no era mejor: - A pesar de un crecimiento –entre el 2002 y el 2011- de un 4% de promedio aproximado, no se había derramado dicho incremento de riqueza sobre la población: el desempleo (10/20%) y la pobreza (30/40%) aumentaron y la distribución de la riqueza era inaceptable; concentrándose en los elencos gobernantes. - La salud y la educación distaban de ser razonables - Alrededor del 60% del consumo de la población, se destinaba a alimentos básicos tales como pan y harina - El salario mínimo oscilaba en los 260 U\$S - Los crecientes niveles de inflación, provocada por los aumentos de precios mundiales de alimentos retroalimentaban el círculo de la pobreza.

Ante esta dramática situación - más tarde o más temprano- se produciría estallidos sociales como los de la “primavera árabe”.

“Occidente” creía que en estos factores estaba causa de las alzas del precio del petróleo, especialmente entre el 2011 y fines del 2014 y que un precio de u\$S 100 por barril no se compadecía con los indicadores de la oferta y demanda, ya que la eventual falta de petróleo libio representaba menos del 2% del mercado mundial (1,6 billones de barriles/día versus 86 millones totales) y, además, Arabia Saudita tenía capacidad ociosa de casi 4 millones de barriles/día, lista para cubrir eventuales faltantes. En consecuencia, si la situación se hubiera normalizado seguramente el precio se hubiera vuelto a ubicar dentro de la banda de u\$S 75/85, aceptada por la OPEP como de equilibrio entre oferta y demanda. En este escenario, la economía mundial podría consolidar su actual y evidente recuperación post crisis 2008/2009.

Si en cambio seguía el caos las consecuencias serían extremadamente negativas: dictaduras más severas, fuerte suba estructural del precio del petróleo, mayor inflación mundial, ajuste fiscal y monetario de las economías avanzadas y caídas en los niveles de actividad; sin descartar una nueva y más grave recesión.

“Occidente” ha sido cómplice de muchos de los problemas sociales y económicos ya que su objetivo ha sido, en especial Europa, asegurar su abastecimiento petrolero (la región generaba el 35% de la producción mundial y disponía del 60% del total de reservas) (Luis Palma Cané_Diario El Cronista, Argentina, 6 de marzo del 2011).

Segundo Libia

La historia de Libia bajo Muamar el Gadafi abarca un período de cerca de cuarenta y dos años, desde el 1 de septiembre de 1969 hasta el 25 de agosto de 2011.

Gadafi se convirtió en el líder de facto del país el 1 de septiembre de 1969, después de dirigir a un grupo de jóvenes oficiales del ejército libio en contra del rey Idris I de Libia en un golpe de Estado no sangriento. Después de que el rey había huido del país, el Consejo del Comando Revolucionario (CCR), encabezado por Gadafi, abolió la monarquía y la

constitución y proclamó la nueva República Árabe Libia con el lema «libertad, socialismo y unidad».¹

Tras hacerse con el poder, el gobierno del CCR empezó a redistribuir recursos económicos en materias de educación, salud y vivienda para todos. Si bien las reformas no fueron del todo eficaces, tuvieron su efecto. La educación pública en el país pasó a ser gratuita y la educación primaria fue obligatoria para ambos sexos. El sistema de salud también se hizo disponible al público de forma gratuita, sin embargo el gobierno del CCR no fue capaz de cumplir su tarea en materia de vivienda. Bajo el mandato de Gadafi, el ingreso per cápita en el país creció a más de 11,000\$ [USD], el quinto más alto en África. El incremento de la prosperidad vino acompañada de una controversial política internacional, que en ocasiones autorizó el uso del terror para lograr los objetivos marcados, incrementado la represión política interna. En 1977, Gadafi renombró el estado libio como Yamahiriya Árabe Libia Popular Socialista, *Yamahiriya* es un término acuñado por Gadafi, comúnmente traducido como "estado de masas". El país fue renombrado de nuevo en 1986 como *Gran Yamahiriya Árabe Libia Popular Socialista*.

Durante los años 80 y 90, Gadafi apoyó abiertamente el terrorismo internacional, el cual llevó a un deterioro de las relaciones exteriores de Libia, culminando en el bombardeo de los EEUU a Libia en 1986. Después de los ataques del 11 de septiembre Gadafi comenzó a distanciarse del terrorismo. Durante el resto de la década del 2000, a medida que las relaciones internacionales de Libia se fueron normalizando, en junio del 2006, los EEUU dejaron de considerar a Gadafi como patrocinador del terrorismo.

A principios de 2011, se desató una rebelión contra el régimen de Gadafi en el contexto de la más amplia «Primavera Árabe». Un Consejo Nacional de Transición se formó el 27 de febrero con el propósito de asumir la autoridad provisional. Después de una serie de atrocidades y crímenes de guerra, y la amenaza de nuevas matanzas, una coalición multinacional dirigida por la OTAN intervino el 21 de marzo con el objetivo de proteger a los civiles contra los ataques de las fuerzas del régimen. Al mismo tiempo el 27 de junio del 2011, la Corte Penal Internacional emitió una orden de arresto contra Gadafi y su séquito.

Gadafi fue expulsado del poder a raíz de la caída de Trípoli por parte de las fuerzas rebeldes el 20 de agosto de 2011, pero permanecieron, en algunas partes de Trípoli y en la ciudad natal de Gadafi Sirte, por otros dos meses focos de resistencia en manos de las fuerzas leales al régimen de Gadafi.

La caída de las últimas ciudades restantes leales a Gadafi y la captura de Sirte el 20 de octubre de 2011, seguida por la posterior muerte de Muammar Gaddafi, marcaron el fin de la Jamahiriya Árabe Libia.

Desde el punto de vista de los hidrocarburos, como estado miembro de la Opep (Organización de los países exportadores de petróleo), Libia era el cuarto productor del "oro negro" de África, después de Nigeria, Argelia y Angola, con una producción de casi 1,8 millones de barriles por día. Sus reservas son importantes, o sea unos 44 mil millones de barriles. Libia miembro de la OPEP, era uno de los cuatro principales productores de petróleo de África. Según la Agencia Internacional de Energía, producía normalmente 1,69 millón de barriles al día, y exportaba 1,49 millón, de los cuales, un 85% estaba destinado a Europa.

Como consecuencia de la "guerra civil" post Gaddafi, la producción de petróleo caía a 988000 bls/día en el 2013 y a 690000 en noviembre 2014.

Italia era el principal comprador de gas y petróleo libio en la Unión Europea.

(Agencia AFP y Ámbito Financiero)

Al entrar Libia en la era post-Gaddafi, los grupos petroleros internacionales comenzaban a mirar con gran interés al crudo del país africano.

Una de las incógnitas que los grupos del crudo estaban tratando de entender era si en la "nueva" Trípoli habría estabilidad política, elemento clave para poder hacer negocios, o si en cambio el país entraría. Como ocurrió, en una fase de turbulencias tanto políticas como económicas.

Cercano desde siempre a Italia, Muammar Gaddafi había hecho precisamente de Roma el primer socio en el campo petrolífero. Desde hace ya décadas, los gobiernos italianos -sin importar que color político tuvieran- trataron de mantener buenas relaciones con Libia, país del que la Península importaba el 28% del total de crudo que consume.

El grupo petrolífero italiano ENI operaba por en el país desde el lejano 1959, cuando comenzó a extraer crudo en una región del desierto del Sahara sud-oriental.

Luego de Italia, los otros países que compraban el "oro negro" libio eran Francia, China y Alemania.

Además de ENI, las otras grandes sociedades del sector presentes en el país eran la francesa Total, BP, Shell y ExxonMobil.

La llegada al poder de un nuevo gobierno, iba a tener cambios en la concesión de las licencias para explotar los pozos petrolíferos.

La firma Arabian Gulf Oil Company (Agoco) -segundo grupo estatal del país jugaba un rol clave ya que se había pasado del lado de las fuerzas revolucionarias, abandonando a Kadafi.

Según algunos analistas, las compañías petrolíferas de Italia y Francia no deberían tener ningún problema con los nuevos dirigentes al poder en Trípoli, cosa que podría en cambio ocurrir con las sociedades de Brasil, Rusia y China, países que en durante la guerra se opusieron a la aplicación de sanciones contra Kadafi.

A principio del 2015 Libia estaba sumida en el caos, cosa que venía arrastrando desde la caída de Gaddafi en el 2011, y el Estado islámico ha encontrado terreno propicio para construir un nuevo bastión. Se estaba librando un conflicto entre dos gobiernos enfrentados por el poder, así como entre varias milicias. Uno de los "gobiernos" es el Parlamento y Ejecutivo resultantes de las últimas elecciones y reconocido internacionalmente y otro con sede en Trípoli, la capital del país, dominado por los islamitas. Todo esto redundó en la caída de la producción petrolera como ya se mencionó (Fuente El Cairo DPA/AFP, 17 de febrero del 2015).

Tercero Rusia el Asia Central y Ucrania

Rusia poseía en el año 2013 el 5,5% de las Reservas y era el segundo productor mundial de petróleo del mundo detrás de Arabia Saudita. Sus exportaciones de crudo y derivados eran

el 16% de las mundiales y sus principales clientes eran Europa y China que absorbían el 66% y el 14 % respectivamente.

La exportaciones de petróleo representan una parte sustancial de sus divisas y ha incrementado fuertemente su producción de ese combustible, desde los casi 8,6 10⁶ metros cúbicos día en el año 2003 a 10,7 en el año 2013. Por este motivo esta entre los más afectados por la caída de los precios de fines del 2014.

Con el advenimiento de Putin a la conducción de Rusia este país parece querer recuperar su protagonismo en el mundo, en especial con la constitución del grupo de los BRICS que forma con Brasil, India, China y Sudáfrica.

A comienzos del 2015, mantiene un serio diferendo con Ucrania y se disputa con China la expansión hacia Asia Central.

También parecería estar en la cabeza de Putin la conformación de la Nueva Rusia con países que otrora integraban la URSS.

La anexión de Crimea y los diferendos con Ucrania han puesto en tensión sus relaciones con EEUU y Europa, a la que abastece de casi todo el gas que consume.

La construcción del liderazgo fuerte de Putin estuvo asociada a la elevación de los precios del petróleo a partir del año 2004.

En los primeros años de gestión de Putin la prioridad era interna pero luego se ha propuesto, como se dijo, devolverle a Rusia su lugar en el concierto global.

Si en Europa de Este el comunismo era visto como algo impuesto desde afuera para Rusia resulta inseparable de su historia.

La situación política interna, cambió con la crisis de Ucrania y los nacionalistas radicales de Rusia quedaron del mismo lado que Putin (tomado de "El Sistema Putin" Pablo Stefanoni- Le Monde Diplomatique Diciembre 2014).

Asia Central está constituida por cinco ex repúblicas de la URSS que tiene unos sesenta millones de habitantes que se independizaron en 1991 cuando apareció EEUU, luego de la caída del Muro de Berlín:

- Tayikistan
- Uzbekistan
- Kirguistán
- Kazajistán
- Turkmenistán

Están gobernadas por regímenes dictatoriales y autoritarios, con importantes problemas sociales y geopolíticos. Estos últimos potenciados por la ausencia de demarcaciones fronterizas entre Tayikistán y Kirguistán. Además la zona posee el valle de Fergana que es la parte más fértil de Asia Central.

Que en conjunto representan el 1,8 y el 2,4% de las Reservas y Producción de crudo del mundo, concentradas en casi un 90 % en Kazajistán.

Pero contienen el 11% de las Reservas de Gas del mundo, en especial Turkmenistan con casi el 90% de las del grupo.

Es decir un potencial hidrocarburífero nada despreciable.

Un problema es que tiene frontera con Afganistán donde están los talibanes.

Rusia quiere integrarlas a la Gran Rusia y con ese sentido ha creado el 2010 una Unión Aduanera.

Pero aparece también China que quiere tener a estos países de su lado, por ejemplo construyendo un gasoducto en Kirguistán que completaría la red emplazada en Turkmenistan para explotar los fabulosos yacimientos de este último país.

También EEUU intentó desempeñar un papel en Asia central después del 2003 cuando la intervención occidental a Afganistán, que al principio contó con la anuencia de Putin y que luego de invasión de EEUU a Irak se deterioró. Cuando EEUU decidió abandonar Afganistán pareció que Washington dirigiría sus intereses hacia el extremo oriental de Euroasia y la costa del Pacífico.

Por otra parte las relaciones entre los cinco países del ASIA Central son difíciles y los intercambios comerciales entre ellos son limitados.

La crisis ucraniana también cambió la situación de esta Región en especial cuando Moscú pidió, casi exigió que Kirguistán y Tayikistán se integraran a la Unión Económica Euroasiática cuyo futuro, por esas razones, parece incierto.

Es que las economías de estos cinco países son mucho más reducidas que las de Rusia.

Para empeorar la situación en junio del 2013 se produjeron violentos enfrentamientos entre uzbekos y kirguises por el valle del Fergana.

Al analizar la situación de Asia Central no puede ignorarse la presencia de CHINA que comenzó a mirar, desde comienzos del año 2000, con interés Asia central convirtiéndose en el principal socio comercial. Asimismo elevó 650000 millones de metros cúbicos por años el monto de los futuros abastecimientos de gas que recibiría desde Turkmenistán, que podría llegar a contar con la cuarta reserva de gas del planeta. Adquirió una participación en el gigantesco yacimiento petrolero de Kashagán en la parte kazaja del Mar Caspio y la construcción de una refinería y nuevos ramales del oleoducto que pasa por Kirguistán y Tayikistán.

China utiliza como estrategia mantenerse al margen de las políticas internas de los países, y con su respaldo financiero es muy probable desplace a Rusia como país leader.

Parecería que por el momento Rusia necesita más de China que viceversa como lo prueba la firma, en mayo del 2014, de un contrato por 4000000 millones de dólares para entregarle a China 380000 millones de metros cúbicos anuales durante 30 años, lo cual serviría a Rusia para mostrarle a Europa que puede prescindir de sus exportaciones de gas a esa zona, especialmente cuando Rusia fuera amenazada con sanciones si no entregaba gas a Ucrania. Es que hoy Rusia es menos poderosa que China.

Con EEUU desinteresado de la región, con Rusia que no posee los medios para lograr sus ambiciones y con China que tiene las de ganar pero dubitativa en avanzar en la región más allá del ámbito económico, De esta manera el entorno geopolítico de Asia Central no parece el más propicio para estabilizar estados que están conducidos por regímenes autoritarios o incluso dictatoriales y que están fundados en frágiles equilibrios de clanes.

La corrupción y la pobreza son entonces tierra fértil para el desarrollo del islamismo radical. (Tomado del “La disputa por Asia central” Regis Genté Le Monde Diplomatique. Diciembre 2014).

Ucrania

Está en estado de guerra entre facciones internas y “extraoficialmente” con Rusia.

A pesar del alto el fuego firmado el 5 septiembre entre Kiev y la regiones separatista, la paz está lejana en el sudeste ucraniano .La “Repúblicas populares” autoproclamadas de Donetsk (DNR) y de Lugansk (LNR) avanzan en su conformación, mientras Moscú no se decide a concederles pleno reconocimiento.

Las regiones administradas de Donetsk y Lugansk cuentan con unos 7 millones de habitantes antes del conflicto y los rebeldes controlan cerca de 5 millones.

Moscú promete ayudarla económicamente en busca de su integración a la Nueva Rusia, pero se queda en promesas.

El problema es entre Ucrania y Rusia que quiere anexarla como hizo con Crimea y esto no es aceptado.

EEUU y Europa presionan a Rusia para que deje tranquila a Ucrania, y la amenaza, como ya se mencionó, con sanciones económicas y Rusia replica con el corte da Gas a Europa y a Ucrania que por auparte debe millones de dólares a Rusia por el gas recibido y no pagado.

A la fecha de este escrito febrero del 2015, la situación de beligerancia continuaba.

(Tomado de “Ucrania continúa dividiéndose” L Geslin y S Gobert, Le Monde Diplomatique. Diciembre 2014).

ii) Lo Petrolero

En el mes de Abril del año 2010 el crudo Brent superaba por primera vez al crudo WTI.

Los dos precios de referencia del petróleo, el Brent y el West Texas Intermediate (WTI), alcanzaban en febrero del 2011 que llegaba a US\$ 18,73, y causaba inconveniente a inversionistas y operadores energéticos.

La separación tenía múltiples causas. La cotización del WTI, por la que se guiaba el continente americano en general, se había visto distorsionada por los elevados inventarios en la localidad estadounidense de Cushing, Oklahoma. En contraste el Brent, el parámetro para los mercados europeos, Medio Oriente e incluso Asia, se estaba encareciendo, afectado por la crisis política del Medio Oriente y Norte de África. Desde el comienzo de esa crisis, el Brent había ganado unos US\$ 5, mientras que el WTI había perdido unos US\$ 7.

La cotización del Brent también tomaba en cuenta una menor producción en el Mar del Norte, mayores envíos de crudo a Asia por Europa y la mejor calidad del Brent, todo lo cual provocó que desde esas fechas el Brent se cotizara más alto que el WTI

Analistas de Raymond James citados por Bloomberg concluían que el Brent sería "el nuevo campeón indiscutible de los referentes para el precio del crudo" y que el "WTI quedaría relegado. El auge de la producción de EEUU de crudos no convencionales acortaría las diferencias que a principios del 2015 oscilaban entre 5 y 9 U\$S.

No era primera vez que el WTI veía amenazado su rol de referente por su susceptibilidad a factores locales. Así en el 2009, Arabia Saudita dejaba de usarlo en la fijación de precios para sus clientes en Estados Unidos.

En el Cuadro N° 28 se aprecia la Evolución trimestral de la Demanda, Oferta y Saldos y del Precio del WTI en U\$S corrientes / bl entre 2011 y 2014

El Cuadro N° 28 muestra el crecimiento de la Demanda mundial de crudo desde 88,7 millones de bl/ día del primer trimestre del 2011 a 91,1,3 en el cuarto Trimestre del 2012 y hasta 92,8 en el cuarto trimestre del 2013 y hasta 93,5, en el cuarto trimestre del 2014. También muestra excedentes anuales permanentes de la demanda respecto de la oferta en los años 2011 y 2013 y lo contrario en los años 2012 y 2014, en especial en este último. Esto denotaba una tendencia a la sobreproducción durante todo el año 2014, que sería uno de los factores que ayudaría a la caída estrepitosa de los precios a fines de dicho año. Así los precios del crudo WTI subían fuertemente desde los 84,70 U\$S corrientes /bl (84,95 U\$S2012/bl) del tercer trimestre del año 2010 a 93,90 (94,27 U\$S2012/bl) en primer Trimestre del 2011, hasta alcanzar los 103,18 (100,35 U\$S2012/bl) en el segundo trimestre del 2014, con un pico de 111,23 (100,35 U\$S2012/bl) el 27 de Agosto del 2013.

El Cuadro N° 29 muestra que el incremento de la demanda de crudo entre el primer Trimestre del año 2011 y el cuarto del año 2014, obedecía esencialmente a los Países No Opep, particularmente a China, mientras que los nucleados en OCDE continuaban disminuyéndola. Incluso a partir del cuarto Trimestre del 2013 la Demanda de los países No OCDE comenzaba a superar a la de los Países OCDE. Esto mostraba que el motor de la economía mundial se desplazaba hacia China por el auge de los precios de las materias primas a los Países emergentes

El Cuadro N° 30 y el Gráfico N° 25 permiten apreciar que la producción mundial se recuperaba fuertemente luego del retroceso de los años 2008/ 2009 debido, este último, al proceso recesivo de las economías de EEUU y especialmente de Europa, llegando en el tercer trimestre del año 2014 a superarla en casi 12 millones de barriles día, pasando de 81,3 a 93,7 millones de barriles día. Como se mostró anteriormente en el mismo período los precios se recuperaban fuertemente y los países de OPEP, decidían incrementar también sustancialmente su producción, superando la cuota de los 30 millones de barriles día. Esta actitud generaba a fines del 2014 una sobreoferta que contribuiría a la caída de los precios. Por supuesto los Países No OPEP también incrementaban su producción, siendo EEUU, con el crudo no convencional, el que crecería a mayor ritmo pasando de los 6,7 millones de barriles día del 2008 a los 11,91 del tercer trimestre del 2014. De esta manera sustituía importaciones en especial de Venezuela, país con el que tiene profundas diferencias políticas y con Medio Oriente, zona con conflictos permanente.

Al mismo tiempo la mejora de EEUU presionaba a la baja las importaciones mundiales de hidrocarburos y esto perjudicaba también a Rusia.

A título ilustrativo se mostrarán las importaciones de EEUU por origen y destino para el año 2013.

EEUU	
País o Región Exportadora	10³bl/día
Canadá	3120
México	910
Sud América	1690
Medio Oriente	2010
África	820
Resto	1240
Total	9790

Fuente: BP Statistical Review of World Energy Junio 2014.

A su vez la diferencia entre el consumo de petróleo y la producción de EEUU en el tercer trimestre del año 2014 llegaba a casi 8 millones de barriles día. O sea que a esa fecha su nivel de autoabastecimiento apenas superaba el 40%.

Es decir que para ser autosuficiente aún debería incrementar su producción en casi 8 millones de barriles día y llegar a casi 20 millones por día.

Parecería difícil que EEUU pudiera alcanzar este incremento a través de su crudo no convencional. En consecuencia le quedaban caminos alternativos, quizá no excluyentes tales como seguir con su política de apropiarse o de asegurarse el suministro de petróleo desde otros países; sustituirlo por otras fuentes o mejorar la intensidad energética atacando la demanda especialmente en el sector transporte.

En cuanto a Rusia, y también para el año 2013, se presenta un cuadro con el destino de sus exportaciones petroleras:

Rusia	
País o Región Importadora	10³bl/día
EEUU	519
Europa	5989
China	1294
Resto	1246
Total Exportaciones	9048

Fuente BP Statistical Review of World Energy Junio 2014.

Rusia, en ese año, absorbía el 16% de las exportaciones petroleras del mundo. Esto representaba casi el 40% de sus ingresos por exportaciones.

Su principal destino como se ve en cuadro era Europa mientras China estaba tomando un papel creciente.

En lo referente a China, otro de los actores fundamentales en el negocio petrolero, sus importaciones representaban en 2013 casi el 62% de su consumo de petróleo.

China	
País o Región Exportadora	10³bl/día
Sudamérica	620
Rusia	1294
Medio Oriente	3262
África	1323
Resto	1174
Total Importaciones	7673

Fuente BP Statistical Review of World Energy Junio 2014.

China importaba el 14% de las importaciones de petróleo del mundo. Su principal proveedor era Medio Oriente. Seguramente aumentará, en el futuro, las provenientes de Venezuela. Es que las reservas del petróleo venezolano son las garantías de los préstamos que realiza a ese país: También incrementaría las provenientes de Rusia con el que quiere aumentar los vínculos comerciales.

Arabia Saudita el principal país de OPEP, primer productor mundial de crudo, (posiblemente en el año 2015 sea superado por EEUU) y segundo en cuanto a la magnitud de sus reservas tendría la posibilidad de aumentar, sin realizar grandes inversiones, en casi 4 millones de barriles día su producción. Arabia Saudita es casi el único país que puede regular, en cierta medida, los niveles de producción del mundo.

Arabia Saudita	
País o Región importadora	10³bl/día
Europa	1054
América del Norte (esencialmente EEUU)	1460
Asia y Pacífico (esencialmente China, Japón e India)	5038
Resto	813
Total Exportaciones	8365

Fuente: Annual Statistical Bulletin OPEC 2014.

En el 2013, Arabia Saudita exportaba el 14,8 % del petróleo del mundo y su principal destino era China (mercado que puede ir perdiendo relativamente, no absolutamente, como se mencionó al citar a China). Lo mismo ocurriría con el mercado de EEUU debido al aumento de la producción de este último y por la competencia de Canadá como proveedor de EEUU. Es decir que es probable que Arabia Saudita aumente sus exportaciones a Europa, cuya producción (esencialmente de Noruega e Inglaterra) apenas cubre el 10% de su consumo.

En cuanto a OPEP los datos son los siguientes:

País o Región importadora	10³bl/día
Europa	4749
América del Norte (esencialmente EEUU)	4149
Asia y Pacífico (esencialmente China, Japón e India)	17320
Resto	2293
Total Exportaciones	28511

Fuente: Annual Statistical Bulletin OPEC 2014.

OPEP en el año 2013 participaba con casi el 50% de las exportaciones totales del mundo, poseía el 72% de las reservas comprobadas y su consumo apenas llegaba al 24% de su producción. Sus ventas de petróleo alcanzaban a casi 1112 miles de millones de dólares representando el 70% de sus exportaciones totales de bienes y servicios.

En cuanto al destino de sus exportaciones petroleras puede repetirse estructuralmente lo mencionado para Arabia Saudita.

Es decir la importancia estratégica considerable, al menos desde el punto de vista de los hidrocarburos. Pero su debilidad como organización es la heterogeneidad de los regímenes políticos, de las culturas y de las lenguas, aspectos que cada vez hacen más difícil congeniar los intereses de los países miembros: Esto quedaba demostrado por la situación provocada por la caída de los precios a de fines del 2014 y la dificultad para asumir una estrategia común frente al problema.

Es que salvo Arabia Saudita y los Emiratos Arabes el resto de los miembros de OPEP no contaba con una reserva monetaria que le permitiera superar la disminución drástica de los

ingresos provocada por la disminución de los precios de un bien que por sí sólo representaba casi el 70% de los ingresos de su Balanza comercial.

El Cuadro N° 31 evidenciaba que OPEP no cumplía con su propuesta (ya que había desaparecido el sistema de cuotas) de Producción máxima entre Diciembre 2010 y noviembre 2014. La cuota máxima era de 30 millones de barriles / día y la producción real la superaba mostrando, a su vez, una capacidad “ociosa” cercana a los casi 3 o 4 millones de barriles día concentrados esencialmente en Arabia Saudita, que producía casi el 30 % del crudo de OPEP.

Esta política de OPEP de incrementar su producción en períodos de aumento de precios para no ceder mercados a los países NO OPEP, contribuiría, si bien no la explicaría totalmente a la fuerte caída de precios a partir del cuarto trimestre del 2014

EUROPA

País o Región Exportadora	10³bl/día
América Latina	559
Rusia	5989
Medio Oriente	2074
Africa	2966
Resto	1049
Total Importaciones	12637

Fuente BP Statistical Review of World Energy Junio 2014.

Como se puede observar Rusia era quien aportaba casi el 50% de las importaciones europeas y no dejaban de ser importantes las de Medio Oriente y Africa. El aporte de Venezuela y México era escaso.

Esta dependencia de los hidrocarburos (era todavía mayor respecto del Gas natural) de Europa respecto de Rusia (quizá mejor de la Federación Rusa que incluye a los países de Asia Central), redundaba en un delicado equilibrio geopolítico, pues Rusia necesita de la divisas y Europa de los hidrocarburos.

14. ¿OTRO CONTRA SHOCK? FINES DEL 2014 Y COMIENZOS DEL 2015

Desde mediados del mes de Septiembre del año 2014 comenzaban a caer los precios del petróleo. El crudo WTI lo hacían en un 53 % desde el promedio de Septiembre del año 2014 (93,04 U\$S corrientes /bl) hasta el menor valor (44,43 U\$S corrientes el 28 de enero del 2015) del período que se extendía hasta el 19 de febrero del 2015 cuando alcanzaba los 51,49.

El crudo Brent evolucionaba de la misma manera oscilando la diferencia con el WTI entre el 1% y el 15%.

Los valores se pueden apreciar en el Cuadro N° 32, que muestra las variaciones de los precios en dólares corrientes, de ambos crudos, entre el promedio del mes de Septiembre del 2014 y el 19 de febrero del 2015.

En el Gráfico N° 27 se muestra la Evolución entre las mismas fechas para el crudo WTI y el Brent.

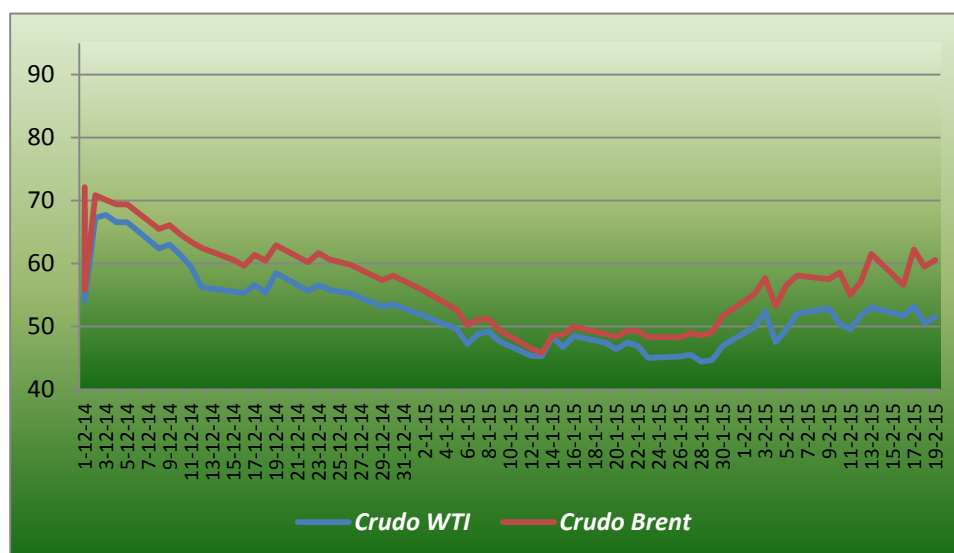
Cuadro N° 31. Evolución de los precios de los crudos WTI y Brent: septiembre 2014 a 19 de febrero 2015, en U\$S por barril

	Fecha	Crudo WTI (U\$Scorrientes/bl)	Crudo Brent (U\$Scorrientes/bl)
Total	sep-14	93,04	98,49
Total	oct-14	83,99	87,95
Total	nov-14	75,14	79,15
1	dic-14	68,5	72,14
2	dic-14	67,28	70,86
3	dic-14	67,7	70,12
4	dic-14	66,54	69,41
5	dic-14	66,53	69,4
8	dic-14	62,38	65,46
9	dic-14	63	66,07
10	dic-14	61,37	64,63
11	dic-14	59,47	63,47
12	dic-14	56,25	62,47
15	dic-14	55,52	60,56
16	dic-14	55,34	59,63
17	dic-14	56,59	61,36
18	dic-14	55,38	60,43
19	dic-14	58,5	62,9
22	dic-14	55,63	60,2
23	dic-14	56,53	61,69
24	dic-14	55,84	60,67
26	dic-14	55,21	59,78
29	dic-14	53,15	57,35
30	dic-14	53,51	58,07
31	dic-14	54,11	55,8
Total	dic-14	62,11	66,31
2	ene-15	51,64	55,59
5	ene-15	49,61	52,65
6	ene-15	47,21	50,25
7	ene-15	48,83	51,11
8	ene-15	49,19	51,16
9	ene-15	47,65	49,39

12	ene-15	45,33	46,5
13	ene-15	45,27	45,78
14	ene-15	48,36	48,5
15	ene-15	46,7	48,72
16	ene-15	48,49	50
19	ene-15	47,43	48,77
20	ene-15	46,39	48,37
21	ene-15	47,45	49,3
22	ene-15	46,93	49,3
23	ene-15	45,03	48,33
26	ene-15	45,24	48,28
27	ene-15	45,51	48,93
28	ene-15	44,43	48,56
29	ene-15	44,67	49,06
30	ene-15	46,91	51,62
Total	ene-15	47,06	49,53
2	feb-15	49,95	55,2
3	feb-15	52,37	57,64
4	feb-15	47,51	53,21
5	feb-15	49,54	56,57
6	feb-15	52,02	58,05
9	feb-15	52,88	57,49
10	feb-15	50,39	58,56
11	feb-15	49,56	55
12	feb-15	51,7	57,05
13	feb-15	53,05	61,52
16	feb-15	51,66	56,58
17	feb-15	53,19	62,21
18	feb-15	50,56	59,49
19	feb-15	51,49	60,57
Promedio	feb-15	51,13	57,80

Fuente Diario La Nación Argentina – Bloomberg.

Gráfico Nº 27. Evolución del precio del crudo WTI y del Crudo Brent septiembre 2014 a 19 de febrero 2015



A continuación se mencionaran las que se consideraban como causas de esta fuerte caída. De todas maneras el menor valor de 44,43 U\$S corrientes/bl, verificado en Enero del 2015, (corresponde a 43,16 U\$S 2012/ bl), era similar al verificado en el año 1990 y el doble del de 1998.

Es decir el mercado petrolero habría pasado períodos peores.

Otro aspecto que se verificaba es que aún en períodos de descenso las oscilaciones “de un día para otro” o de una semana para la otra no pueden ser explicadas por razones vinculadas a la oferta y demanda y a los conflictos geopolíticos entre los actores y espectadores del mercado sino, a mi juicio, a la especulación, que sigue aprovechándose de situaciones coyunturales para hacer su ganancia. Aunque a menor precio la ganancia absoluta sea menor aunque no la relativa.

Pero los cambios bruscos de tendencia como los observados en el período que se está analizando en este párrafo, sí responden también a factores económicos y geopolíticos.

Entre los factores se mencionaban:

- la disminución del crecimiento de la economía
- la valorización del dólar respecto de otras monedas
- el aumento de la producción petrolera internacional
- un complot para perjudicar a Rusia, Irán y Venezuela
- el afán de los principales productores del “Golfo”, esencialmente Arabia Saudita y Emiratos árabes para dejar fuera del mercado a los nuevos productores de shale oil, sobre todo de EEUU

La Evolución del PBI en U\$S 2013 entre los años 1990 y 2012 se puede observar a continuación para Regiones y Países del Mundo:

País o Región	Evolución % 1990-2012
EEUU	2,5
Europa	1,9
Unión Europea	1,7
Japón	0,9
OCDE	2,2
Rusia	0,7
China	9,9
Medio Oriente	4,4
Africa	4,0
América latina	3,4
NO OCDE	4,9
MUNDO	3,3

Fuente FMI, OCDE; BM, tomados de World Energy Outlook 2014 de la AIE

El mismo informe del FMI, elaborado en el año 2013, mostraba para el período 2012-2010, un leve crecimiento para EEUU, una caída para la Unión Europea, mayor expansión para Rusia y declinación en las altas tasas de China.

Posteriormente a fines del año 2014 y comienzos del 2015, salvo para EEUU, las perspectivas de evolución de la economía, al menos en el corto plazo 2015-2016 eran más bien pesimistas.

Si se observan los valores de la Evolución del Consumo de petróleo para las mismas Regiones o países entre los años 2003 y 2013 se pueden deducir algunas conclusiones.

Evolución del Consumo de petróleo entre los años 2013 y 2003 para Regiones y Países del Mundo (Tasas anuales acumulativas)

País o Región	Tasa anual acumulativa (%) 2013-2003
Estados Unidos	(0,6)
Unión Europea	(1,5)
Japón	(1,8)
OCDE	(0,7)
Rusia	2,1
China	6,4
Medio Oriente	4,2
Africa	3,2
América latina	3,4
Mundo	1,3

- Las regiones más desarrolladas decrecían en su consumo de petróleo (por sustitución por otros energéticos, por incremento en la eficiencia energética y por un crecimiento económico bastante menor que el que presentaban los países menos desarrollados).
- El motor de la demanda mundial de crudo estaba en los países de menor desarrollo relativo (América Latina; Medio Oriente y Africa); en los emergentes; en los que querían recuperar su papel del pasado (caso de Rusia) y en China que quería ser la primera potencia mundial.

Los trimestres que van del 2009 al 2014 mostraban (ver Cuadro N° 29) un aplanamiento en las tasas de crecimiento de la demanda de los Países no OCDE y en particular en China.

La valorización del dólar frente a otras monedas habría provocado cierta reticencia en capitales accionistas de empresas petroleras respecto de seguir invirtiendo o manteniendo sus acciones en el petróleo, inclinándose, al menos en el corto plazo, por movimientos más seguros de sus dineros como podrían ser las letras del tesoro de EEUU que empezaba a incrementar sus tasas de interés.

Así Berkshire Hathaway, del multimillonario Warren Buffett, vendía todas las acciones que tenía en las petroleras estadounidenses ExxonMobil y Conoco Phillips en el cuarto trimestre de 2014, mientras el precio del crudo se derrumbaba casi un 60% considerando las cotizaciones de mediados de año. En el mismo período Soros Fund Management reducía en un 53% su participación en la brasileña Petrobras e Inbursa de Carlos Slim disminuía de 8,4% a 5,6% su participación en YPF.

También algunas empresas petroleras recortaban sus inversiones afectando en primer lugar a los proyectos de petróleo y gas no convencional de mayores costos que los desarrollos tradicionales. Por ejemplo, Chevron anticipaba que abandonaría su plan de prospección de "shale" gas en Rumania, después de que ya hubiera parado las actividades en Polonia, Ucrania y Lituania. Con anterioridad, la empresa había anunciado un recorte del 13% en exploración diciendo que privilegiaría los proyectos que brindaran "las oportunidades más lucrativas". En tanto, el número de plataformas de perforación en EE.UU., caía siendo el número total en servicio el más bajo en tres años.

El aumento de la producción internacional en especial en EEUU y el mantenimiento de los altos niveles de la de OPEP generaban sobreoferta de petróleo en un período de precios bajos, como se puede ver en los Cuadro N° 30 y N° 31.

Por otra parte según algunas opiniones, si los precios se mantuvieran dentro del rango de 50 a 60 dólares, habría muchos proyectos de "shale" en EE.UU. que lograrían sobrevivir, lo que significaba que el exceso de producción seguiría presionando a la baja los valores. Otras afirmaciones técnicas indicaban que la producción estadounidense seguiría en ascenso este año como resultado de inversiones anteriores, y esto explicaría porque algunas entidades como Goldman Sachs y Citibank veían precios todavía más bajos durante el primer semestre del año 2015.

Según Alejandro Nadal, en su artículo "Guerra de precios Arabia Saudita y el fracking" de diciembre 2014, señalaba que la guerra de precios desencadenada por Arabia Saudita y otros países árabes del Golfo, continuaría y podría recrudecer. Los efectos sobre la economía mundial serían múltiples y habría países ganadores y otros perdedores. Los desajustes internacionales serían parte de un proceso de profunda reestructuración de la economía global.

La recesión mundial habría estado acompañada de una tendencia a la baja en los precios de los principales productos básicos. El petróleo no habría sido la excepción: el precio se derrumbaba de 137 a 35 dólares corrientes por barril entre junio y diciembre de 2008. El precio promedió subía a 61 dólares por barril en 2009. El cartel de grandes productores administraba la oferta hábilmente y la tendencia al alza se recuperaba, alcanzando un promedio de 107 dólares corrientes por barril entre 2011 y 2013, aunque una fuerte volatilidad marcaba el mercado mundial de crudo. Como sucede en muchos mercados con estructuras oligopólicas, las pérdidas por la caída inicial causada por la recesión y la volatilidad abrirían las puertas a una guerra de precios.

El ministro de Energía de Arabia Saudita declaraba en Abu Dhabi que ni la OPEP ni su país recortarían los niveles de producción de crudo cercanos a los 30 millones de barriles día (ver Cuadro N° 30) Esta cantidad equivalía a la tercera parte del consumo mundial de crudo. El mercado estaba saturado y el precio del crudo WTI caía de 115 dólares corrientes /barril en junio del 2014 a unos 45-50 dólares/barril a fines del 2014 y primeros dos meses del 2015. Esto demostraba, para varios comentaristas, que Riyadh se había embarcado en una guerra de precios sin cuartel.

¿Por qué insistiría Arabia Saudita en mantener sus altos niveles de producción y promover la caída en el precio del petróleo? Hay muchas hipótesis sobre quiénes pueden ser los enemigos a los que se dirigiría la ofensiva saudita, pero sin duda el principal sería la industria estadounidense de extracción de petróleo y gas con el método de fractura hidráulica y perforación direccional. Arabia Saudita buscaría mantener precios bajos durante el tiempo que sea necesario para desestabilizar a la joven industria del fracking en Estados Unidos. (Esto pese a que en su empresa Petrolera ARAMCO participan capitales de EEUU).

Para lograrlo, Arabia Saudita debería mantener precios inferiores al nivel de costo de producción en los campos de fracking en Estados Unidos durante un tiempo suficientemente largo (la producción ya no sería rentable cuando los precios fueran inferiores al costo de extracción y comercialización). Para tener una idea del nivel de precios necesario para quebrar la industria del fracking es importante contar con datos sobre costos de producción unitarios en los campos más representativos de la industria estadounidense. Los datos revelaban lo siguiente: a un precio de 70 dólares/barril, 90 ciento de los campos en Estados Unidos podrían seguir operando con ganancias. Pero las cosas cambiaban radicalmente cuando los precios llegaban a los 60 dólares/barril. Alrededor de 40 por ciento de la producción por medio de fractura hidráulica en Estados Unidos se tornaba entonces no competitiva (el costo de extracción sería mayor al precio de venta). Uno de los tres más grandes productores de fracking en Estados Unidos estaba en el estado de Dakota del Norte, donde el complejo Bakken producía en el año 2013 unos 300 mil barriles diarios, convirtiéndose en la estrella del fracking estadounidense. Pero los costos unitarios de producción en Bakken rebasaban los 60 dólares/barril. Arabia Saudita lo sabía y estaba decidida a sacar a estos y otros productores del mercado

Desde el punto de vista de costos de producción por barril y por región según Morgan Stanley, Arabia del Sur produciría a U\$S 20/bpd y su producción llegaba hasta 10 millones de barriles por día. En el resto del Medio Oriente, el costo de producción llegaba a U\$S 25/bpd produciendo otros 15 millones de barriles por día. Rusia producía otros 10 mm de bpd a un costo que no superaría los U\$S 30/bpd. China aportaba otros 5 mm de barriles y Libia 1 mm de barriles por día y tampoco los costos llegaban para estos países a U\$S 30 /bpd. Entre África, Euroasia, Europa y otros países sudamericanos la producción llegaba a 20 millones de bpd a un costo de U\$S 55 el barril.

En total hasta aquí unos 61 millones de bls por día (casi el 70 % de la producción mundial) a un costo inferior a los 55 U\$S el barril.

El petróleo del fracking de EEUU agregaba otros 10 millones de bpd más de producción y costaba entre U\$S 30 y 65/bpd, pero las empresas en EEUU dedicadas al petróleo de fracking tenían deudas que superaban los U\$D 300 mil millones y si los precios llegaran a U\$S 40 o 50/bpd comenzaría a operar por debajo de su punto de equilibrio y no podrían pagar sus deudas, creando una minicrisis en EEUU.

Los costos de producción por barril en aguas profundas del Golfo de México, Angola, Brasil, etc., superaban los U\$S 70 y con esos costos se llegaba en el mundo a una producción de 90 millones de barriles diarios de petróleo, requerida para para satisfacer la demanda. Por lo tanto parecería que con precios inferiores 60 u\$s por barril la situación en el mediano plazo se volvería problemática y esto llevaba a algunos expertos a estimar que los precios debería mantenerse en niveles no inferiores a los 70- 80 U\$S del 2014 el barril. (Fuente Morgan Stanley y Agencia Internacional de la Energía).

¿Hasta dónde, entonces, estaría decidida a llegar Arabia Saudita?

Para ganar una guerra de precios no sólo se necesita tener estructuras de costos eficientes que permitan deprimir los precios sin incurrir en pérdidas. También es necesario contar con

reservas suficientes que otorguen la capacidad de resistir la reducción en las ganancias. Arabia Saudita tendría ambas cosas. El costo de producción de su Arabian Light sería, como se ha mencionado, notablemente inferior al West Texas y al Brent International, las dos referencias más importantes en el mercado mundial y sus reservas monetarias netas serían superiores a los 900 mil millones de dólares.

Por todo lo anterior, no sorprendía el pronóstico de muchos analistas y de la misma OPEP de que en 2015 el promedio del precio de petróleo se mantendría alrededor de 60 o 55 dólares/barril. El objetivo sería afectar a la industria estadounidense. Así se notaba que el número de solicitudes para abrir nuevos pozos habría caído 40 por ciento y muchos productores estadounidenses se habrían endeudado para iniciar sus operaciones y ahora las cargas financieras comenzarían a pesarles mucho más, especialmente con los cambios en la política monetaria anunciados en EEUU.

Pero esta situación del mercado presentaba también otro tipo de afectados o perdedores: los países exportadores de petróleo, especialmente los restantes miembros de OPEP, y Rusia. Entre los primeros estaba Irán enemigo declarado de Arabia Saudita y Venezuela, enemigo declarado de EEUU. ES decir que esta actitud de Arabia Saudita, le crearía problemas a la OPEP que podría ponerla en crisis.

Rusia al mismo tiempo sufriría en sus planes de recuperar el liderazgo que tuvo como URSS y esto también favorece a EEUU.

China que es un fuerte importador de crudo y tiene un importante superávit en sus cuentas, también se favorecería al igual que Europa que importa casi todo el petróleo que consume.

Un informe del Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad (Ceepys) que observa el comportamiento de los mercados energéticos, especificaba que las diez principales naciones exportadoras de crudo ya habrían resignado más de U\$600 mil millones por la caída en los precios.

Las naciones más afectas en el año 2015 serían Arabia Saudita, primer exportador del mundo con una producción de ocho millones de barriles diarios. Esa nación perdería U\$146.000 millones. (Pero tiene una enorme reserva monetaria para afrontarla en el corto y mediano plazo).

Rusia, perdería dU\$127.000 millones. (La jefa del Banco Central de Rusia, Elvira Nabiullina, dijo que Rusia perdería cerca de 160.000 millones de dólares anuales en exportaciones petroleras si el precio del petróleo se mantuviera en 45 dólares el barril).

El tercer lugar lo ocupaban los Emiratos Árabes, con una pérdida de U\$45.000 millones.

En orden de volumen de negocio, continuaban Kuwait, Irak, Nigeria, Qatar, Irán y por último Angola y Venezuela

Lo más preocupante es que más de la mitad de sus economías –dependiendo del caso– dependerían exclusivamente de la exportación de hidrocarburos (Artículo: “Países Exportadores perdieron U\$D 6000000 millones” Diario Tiempo argentino 8 de febrero del 2015).

En cuanto a la influencia de la política monetaria de EE.UU, hay un conocido patrón histórico que indica que los precios de los commodities han subido cuando la tasa de interés real (ajustada por inflación) bajó, y han caído cuando la tasa subió.

Si bien la tasa de interés no había subido aún principios del 2015, sería posible que, atentos a la casi anunciada suba de las tasas de interés en 2015 por la Fed, los gestores de inversión estuvieran saliendo de las posiciones de commodities anticipadamente. Entonces esta caída de precios podría haber sido también el resultado de que se hubieran anticipado a la suba de la tasa. Entonces, lo que iba a suceder más adelante en 2015 habría estado sucediendo antes.

Los commodities son lo que los gestores de fondos llaman una clase de activo. Las principales clases de activos son las acciones y los bonos. Los futuros de commodities se pusieron de moda como inversión financiera como un refugio cuando hace más de una década se temía un alza en la inflación. En el 2015 había un temor a una suba de las tasas y a la deflación, lo cual era malo para los commodities. En ese contexto, no sería extraño que los comités de inversión de los inversores institucionales hubieran empezado a salir masivamente de esta clase de activos, (ya se mencionó lo sucedido con algunos magnates financieros) los commodities, y producido parte de esta caída de precios. En otras palabras, más allá de factores como una menor demanda, stocks en aumento, el shale, y una producción y oferta estable por parte de la OPEP, tiene que haber factores financieros en juego como consecuencia de la política monetaria esperada de la Fed. (Tomado de Dick Schefer economista del UCEMA, en su artículo "¿Qué hay detrás del derrumbe de los precios del oro negro?", aparecido en Ambito Financiero 8 de enero del 2015).

Más adelante se harán algunas consideraciones sobre los factores que pueden impulsar los precios hacia abajo o hacia arriba en el futuro.

15. LA ESPECULACIÓN

Se analizará especialmente pues es considerado uno de los principales causantes de la volatilidad de los precios del petróleo.

El precio de los cereales y de la soja es determinado fundamentalmente por el negocio de los contratos a término (contratos que obligan a las partes a comprar o vender una cantidad de materias primas en una fecha futura establecida y a un precio fijo determinado de antemano), que en la jerga financiera se conocen como contratos de futuros, o lisa y llanamente “futuros”, y que se negocian en forma estandarizada en las bolsas de las ciudades de Chicago, Londres y París, sobre todo. Hasta fines de los años noventa, este tipo de contrato era una usual operación “de cobertura” que servía en especial a los productores rurales, a los intermediarios y a la industria alimenticia para cubrirse frente a posibles oscilaciones de precios obligadas por inclemencias climáticas. En ese contexto, los especuladores (quienes contratan sólo buscando especular con la evolución del precio del “futuro” pero sin tener o pretender adquirir el bien subyacente) hasta resultaban útiles porque garantizaban “liquidez”, pues compraban y/o vendían contratos a futuro aun cuando los demás actores del sector se resguardaban. Hasta el año 1999 regían límites para el número de contratos de este tipo que una empresa aislada podía suscribir sin tener que probar un interés verdadero en el comercio físico con materias primas, y esto limitaba la influencia de inversiones especulativas sobre los precios reales de los alimentos. Con el cambio de siglo, sin embargo, la industria financiera logró presionar de tal modo que se levantaron esos llamados “límites de posición”. A partir de entonces, los bancos de inversión comenzaron a ofrecer a sus inversores fondos especiales para apuestas sobre los precios de las materias primas, inyectando así miles de miles de millones en las bolsas de materias primas. Tal abuso de las bolsas de futuros para la colocación de capitales derivó en oscilaciones extremas de los precios. En los años 2008 y 2011 esto tuvo consecuencias gigantes para la población pobre de los países menos desarrollados y dependientes de la importación, porque los alimentos sufrieron gravámenes drásticos aun cuando en el mercado mundial había cereales suficientes. (Harald Schumann “Especuladores del Hambre” Editorial Mar Dulce 2014).

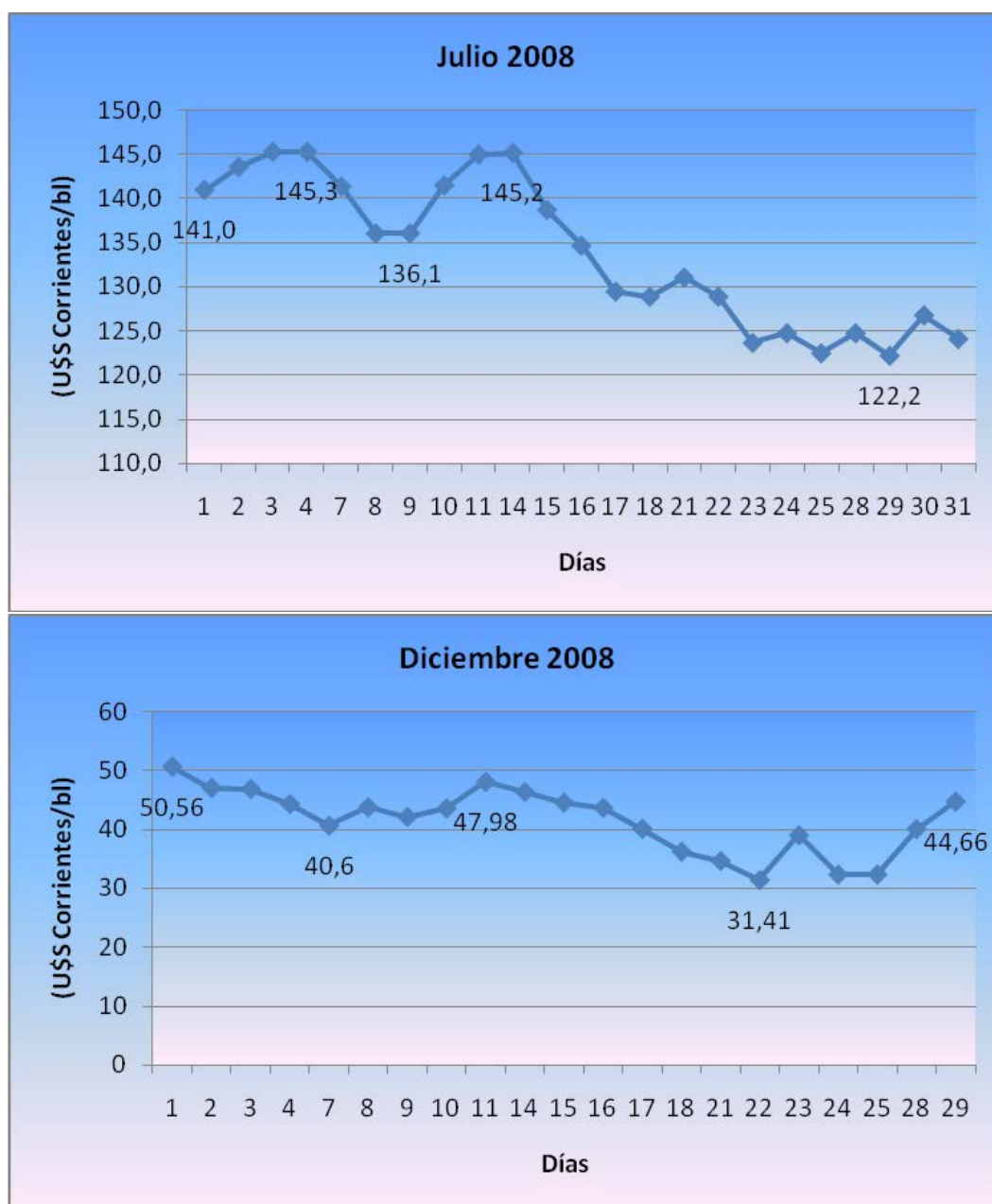
Un factor, influyente desde mediados de la década de los años 1980, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado. Es que los fondos especulativos (hedge funds) actúan en el espacio virtual que es el Intercontinental Exchange (ICE), (donde se efectúa el 51% de las operaciones de los mercados a término), aportando el 35% de las mismas mientras otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversión. Entonces los actores de la industria petrolera tienen una influencia muy limitada respecto de la evolución de los precios y esto explica, en gran medida, la enorme volatilidad de esos precios.

Los especuladores van tras los altos rendimientos en momentos de bajas tasas de interés, acumulan futuros de commodities y hacen subir los precios, pero en algún momento la burbuja estalla y los precios se desploman.

Es que estos especuladores se comportan con una lógica del juego de Bolsa comprando cuando los precios están bajos y vendiéndolos cuando están altos, generando picos y valles a diferentes niveles. Así crean o aprovechan acontecimientos coyunturales que afectan a la industria del petróleo (fenómenos de la naturaleza, huelgas, declaraciones de expertos o líderes mundiales; variaciones de almacenamiento de productos petroleros, etc.) para hacer subir o bajar las cotizaciones, obteniendo así importantes ganancias especulativas.

Estas oscilaciones diarias se pueden apreciar en el Gráfico N° 25, que es un ejemplo de las variaciones diarias de precios del crudo WTI en dólares corrientes en los meses de Julio y Diciembre del año 2008, tomado como ejemplo, que podría repetirse para cualquier mes de los años 2012, 2013. o 2014.-

Gráfico N° 28. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI Meses de Julio y Diciembre 2008
(u\$S corrientes/bl)



Fuente: Datos de cotización diaria del Crudo WTI del Diario La Nación, Buenos Aires, Argentina.

A continuación se incluye una serie de opiniones sobre el papel de la Especulación en el aumento de los precios del crudo

- i) *La angustia por el "reciclaje de petrodólares" fue noticia en los años 70. Un temor que hoy en día parece curioso cuando Abu Dhabi Investment Authority intercambia las ganancias de alrededor de 75 millones de barriles de petróleo, el valor aproximado de una semana de importaciones de crudo por parte de EE.UU., por una participación del 4,9% en Citigroup.*

La perspectiva de enormes déficits comerciales no parece tan inquietante como antes, quizá porque EE.UU. ha podido mantener una gran y (hasta hace poco) creciente brecha comercial. Y los mayores mercados emergentes son más robustos que hace 30 años. Está claro que los productores de crudo hoy son inversionistas mucho más expertos que en los 70, aunque nadie sabe con certeza a dónde va todo el dinero. Simon Johnson, economista jefe del FMI, dice que sólo se da cuentas de la mitad de las ganancias de los productores de petróleo. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 30/11/07).

- ii) *Impulsado por una **especulación** sin precedentes, el petróleo amenaza con llegar rápidamente a la barrera psicológica de US\$100 por barril. Pero, contrariamente a lo que ocurre desde hace 47 años, **la OPEP** perdió el control del mercado, que quedó en manos de los especuladores. Desde su creación en 1960, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) había regulado el equilibrio mediante ajustes de precios y de producción. En los últimos años, sin embargo, sus decisiones dejaron de incidir en el mercado. A partir del año 2000, por efecto involuntario de una ley antirreguladora firmada por Bill Clinton, el poder fue arrebatado progresivamente por el Intercontinental Exchange (ICE), donde se negocia 51% del mercado a término.*

En ese espacio virtual, los fondos especulativos (hedge funds) realizan 35% de las operaciones y otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversiones que -en total- manejan capitales por valor de US\$1,1 billones. Los actores de la industria petrolera, por lo tanto, tienen influencia limitada. Cinco "actores financieros" -que actúan movidos exclusivamente por criterios de rápida rentabilidad- concentran actualmente 25% de las operaciones que se realizan en el mercado petrolero mundial.

"El sistema es muy opaco y los actores financieros juegan un papel determinante. Los reguladores de la Commodity Futures Trading Commission denunciaron abiertamente el sistema. Eso favorece la dimensión especulativa del mercado, que actualmente es muy fuerte" explicó Pierre Terzian, director del semanario especializado Petrostratégies.

La cumbre de la OPEP, convocada para el 17 de noviembre del 2008 en Ryad, aspira a encontrar algún recurso para neutralizar una especulación que amenaza con precipitar la economía mundial en otra recesión como las de 1974 y 1880. (Diario Perfil, Buenos Aires, Argentina, 3,11,07)

- iii) *Los **Fondos de Inversión Gubernamentales** (Sovereign-Wealth Funds), han sido en algunos países producto de la acumulación de dinero motivada por el aumento de los precios del petróleo. Por ejemplo el QIA de Qatar, y el KIA de Kuwait y el ADIA de ABU Dhabi. Este último es el mayor del mundo por capitalización, pues posee más de 800 mil millones de dólares. La escalada continuada de los precios de las materias primas y de las exportaciones de las economías emergentes ha permitido*

una acumulación de liquidez en países en vías de desarrollo de Oriente Medio y Asia. Estos Fondos se han dedicado a adquirir acciones de Bancos y de Empresas de Países Desarrollados. De todos modos no alcanzaron a prevenir la crisis financiera a partir del estallido de la burbuja inmobiliaria en los EEUU. (Cronista, Buenos Aires, Argentina, 13.3 2008)

- iv) **Abdalá el Badri Secretario General de OPEP**, repartió las culpas del alza del petróleo entre la especulación y la depreciación del dólar. "La economía de Estados Unidos está en recesión y hay depreciación del dólar, lo que afecta al precio del petróleo haciéndolo subir", manifestó. Según el titular de la OPEP, "los especuladores juegan un papel muy importante (...). El mundo debería poner algún tipo de freno a esa especulación". Por otra parte, consideró que no hay condiciones de mercado que justifiquen esta trepada, del 30 por ciento desde el inicio del año y de más del 100 por ciento en un lapso no superior a los 18 meses. "No hay ningún problema fundamental, el petróleo está siendo provisto normalmente. No hay escasez, es un movimiento especulativo el que está empujando los precios", insistió. "La solución es controlar la especulación", remarcó. El Badri.

Es que en la jornada del 23 de mayo del 2008 el petróleo se comportó con tendencia fuertemente alcista, superando los 135 dólares por barril, nuevo record tanto para Nueva York (135,09) como para Londres (135,14). Pero sobre el cierre retrocedió bruscamente hasta 130,21 dólares el barril, por una fuerte ola de ventas de contratos y toma de ganancias. Si esto no es operar en forma especulativa, es difícil explicar qué otras motivaciones puedan provocar tan bruscos cambios de posición de los inversores. Hasta el titular de la multinacional angloholandesa Shell, John Hofmeister, sostuvo que fue la política petrolera de Estados Unidos la que ha hecho posible que los especuladores lleven los valores a alturas sin precedente. Afirmó que si las condiciones de mercado no fueran las actuales, el barril de petróleo debería costar entre 35 y 65 dólares, menos de la mitad de su cotización actual. El directivo de Shell concurre ayer, junto a sus pares de otras petroleras líderes (las "majors"), a una audiencia en la Cámara de Representantes de Estados Unidos, referida justamente a las consecuencias de la disparada del precio del crudo.

En el mercado imperaron una vez más las operaciones de origen financiero para marcar el ritmo de las cotizaciones. "Hay dinero que está buscando mayores rendimientos que las acciones y los bonos; el petróleo lo ofrece y seguirá ofreciéndolo", destacó el analista de uno de los principales corredores de la bolsa de mercancías de Nueva York (Nymex), centro de negocios que ya se ha convertido en un atractivo no sólo para periodistas, sino también para turistas que lo visitan. Los corredores de este mercado admiten que los inversores recién llegados son los que les están dando "dinamismo" a las cotizaciones. Los bancos, los fondos de inversión y los fondos de pensión han desertado de las bolsas tradicionales tras la crisis de las "subprimes" -títulos de hipotecas inmobiliarias-, triplicando su participación en los mercados de materias primas en poco más de un año. Hoy mueven una masa de 85 mil millones de dólares, según el banco de negocios Goldman Sachs, que se operan principalmente mediante transacciones electrónicas, lo cual les da más dinámica a los negocios. En un mercado convulsionado, los únicos que parecieron apostar a cierta estabilidad es quienes el 23 de mayo del 2008 cerraron la operación más "larga" que esté registrada actualmente: un contrato de venta, a diciembre de 2016 (a 8 años y 7 meses), a un valor de 142,09 dólares el barril, "apenas" 5,2 por ciento sobre el máximo nivel alcanzado el día 22. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 24 de mayo 2008).

v) **Los inversores especuladores representan** el 25% de la negociación del mercado de futuros del petróleo de Nueva York. El volumen de contratos apostando por el alza del crudo creció un 37% en 12 meses. Aunque la espectacular escalada del crudo tiene su base en sólidos fundamentos de oferta y demanda, lo cierto es que la posición de los llamados inversores especuladores o no comerciales no es, ni mucho menos neutral. Los datos del mercado de futuros de Nueva York (Nyrnex), la plataforma más importante de negociación de petróleo junto con la de Londres, revelan que las posiciones largas (alcistas) netas abiertas de los inversores no comerciales superan el 18,8% del volumen total de ese segmento. En número de contratos abiertos, las posiciones alcistas han crecido un 36,9% en un año. Entre contratos alcistas y bajistas (cortos) los especuladores alcanzan ya el 24, 75% de la negociación de futuros del crudo ligero West Texas, el que se usa de referencia en EE.UU. En sólo tres años, el volumen de negociación de futuros del crudo del Nyrnex creció un 89%. Pero las posiciones especuladoras al alza han registrado un incremento del 200%. El total de contratos abiertos por los especuladores asciende a 683.209, según los datos de Nyrnex, que es la única plataforma que revela públicamente el detalle de las posiciones. A 1.000 barriles por contrato, eso arroja un volumen de 683,2 millones de barriles. El saldo neto de posiciones alcistas, porque hay muchos inversores que mantienen simultáneamente contratos al alza y a la baja, equivale a 263,4 millones de barriles: tres veces el promedio diario de consumo mundial de crudo. En abril de 2007, esas posiciones al alza sumaban 192,27 millones de barriles. La teoría clásica de que los especuladores no dirigen la cotización del crudo, sino que la apuntalan, sigue siendo vigente. Pero no hay duda de que juegan un papel determinante. Entre Londres y Nueva York se negocia a diario una cantidad de petróleo que supera en varias veces el consumo real. Una gran mayoría de los contratos negociados se cancelan antes de expirar, pero marcan la referencia. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 27/5/08).

vi) **Los grandes Fondos Especulativos** son los responsables de la escalada de precios de las materias primas, según el gerente de Portfolio de Masters Capital Management y pidió medidas al Senado de EEUU para limitar el accionar de estos Fondos.

En cinco años, la presencia de estos fondos se multiplicó por 20 en términos monetarios pasando de 13000 a 260000 millones. Sólo en los primeros 52 días del 2008, se estima que estos Fondos inyectaron 55000 millones en el mercado de futuros de commodities.

En los últimos cinco años, la demanda China de petróleo se incrementó en 920 millones de barriles y los Fondos lo hicieron adquiriendo contratos por 848 millones de barriles más que hace 5 años o sea casi equivalente al incremento de la demanda China (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 25/5/08).

vii) **Para el senador demócrata Joseph Liebermann**, presidente del Comité de Seguridad Interior, "los especuladores de índices son en parte responsables de afectar a miles de particulares y comercios. Creo que es importante limitar las opciones que tienen estos inversores de maximizar sus ganancias, porque muchos de nosotros terminamos pagando el costo". Se entienden mejor estos conceptos si se tiene en cuenta que el país está en plena campaña presidencial. El legislador agregó en una conferencia de prensa que están evaluando presentar una nueva reglamentación que limite el acceso de los grandes inversores institucionales a los mercados de futuros de commodities, para evitar que los utilicen como cobertura (hedge) frente a las oscilaciones de los demás mercados de acciones, bonos y

monedas.

Se advirtió que desde 1936 existen leyes que impiden la especulación en estos mercados. Pero a partir del momento en que la CFDT (Commodity Futures Trading Commission) autorizó a los bancos de inversión a utilizar los futuros como hedge para sus clientes institucionales, la regla fue alterada. El objetivo es evitar que los mercados de futuros se vuelvan esencialmente especulativos, cuando en realidad fueron creados para que los productores agropecuarios y las refinerías de petróleo pudieran cubrirse de riesgos tales como el clima, guerras, etc. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 3/6/08).

- viii) Los especuladores controlan el 70% del petróleo que se intercambia en la bolsa de Nueva York, reveló una investigación **del Congreso de EE.UU.**, que sopesa medidas para atarles las manos. La presencia de los especuladores ha dado un vuelco al negocio de la compra-venta de crudo, pues en 2000 sólo controlaban un 37% del mercado, según datos que la Comisión Mercantil de Futuros de Materias Primas dio al Comité de Energía y Comercio de la Cámara Baja. Los futuros nacieron como un mecanismo para que refinerías, aerolíneas y otros grandes compradores de petróleo pudieran firmar contratos a un precio fijo por cierto tiempo y evitar así la volatilidad a corto plazo. Sin embargo, el mercado está ahora dominado por especuladores como fondos de pensiones y bancos de inversión que no llegan nunca a tomar posesión del crudo. Ellos ven el hidrocarburo como una inversión atractiva, y muy resistente frente al efecto corrosivo de la inflación.

Más allá de los factores políticos y meteorológicos siempre presentes en este mercado, es claro que el fuerte incremento de precios no puede explicarse por los fundamentos de la oferta y la demanda. La teoría económica enseña que la eventual formación de una burbuja exige la presencia simultánea de tres condiciones: brusca y violenta suba de precios que no se corresponda con las oscilaciones de oferta y demanda; importante aumento de las transacciones y, finalmente, la existencia de una especulación financiera. Con respecto a este último requisito, resulta evidente que la especulación consistió en una búsqueda de protección de los capitales financieros globales, los cuales -ante la devaluación del dólar- han buscado refugio en el petróleo. Esta cobertura fue una de las principales causas de la irracional suba de precio, y se estima que, hasta julio del 2008, el 70% de los contratos vigentes en el mercado son de carácter especulativo. Todo indica, pues, que se estaría en presencia de una nueva burbuja. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 6/07/08).

- ix) La controversia con respecto a si son los especuladores los que están detrás de los altibajos en los precios del petróleo se profundizó, cuando **los reguladores estadounidenses** presentaron cargos contra un fondo por manipular los precios de los futuros de energía.

La Commodity Futures Trading Commission (CFTC) dijo que Optiver Holding, un fondo con sede en Holanda, dos de sus filiales y tres ejecutivos de alto rango manipularon los precios de los contratos a futuro de crudo, combustible para calefacción y nafta en el New York Mercantile Exchange al menos cinco veces durante marzo de 2007. (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 29/7/08).

- x) Según **Igor Sechin, jefe de la Delegación Rusa a la reunión de OPEP**, del 15 de marzo del 2009, explica lo que a su juicio fueron las causas de la escala de precios del petróleo desde el año 2006 hasta agosto 2009.

Cantidades enormes de dinero concentrado en las "burbujas financieras" no encontraron aplicación en la economía real y circularon o bien en el interior de las mismas "burbujas" o bien fueron inyectados en sectores de la economía donde surgieron situaciones de bonanza especulativa, cuando el aumento de los precios no está condicionado por la demanda, sino por la expectativa de su continuo crecimiento.

Y uno de esos sectores de bonanza fue el sector petrolero, los contratos futuros de crudo en los últimos años se convirtieron en una especie de divisas alternativa en la que se invirtieron cantidades considerables de recursos en poder de los especuladores financieros.

De la circunstancia anteriormente descrita se desprende la necesidad de imponer cambios en los criterios que se aplican en el momento de establecer los precios del crudo.

Entre las variantes posibles, el funcionario ruso propuso supeditar hasta donde sea posible, los suministros importantes de crudo a contratos a largo plazo.

Esto permitiría a los productores planificar las inversiones en proyectos a largo plazo y tener en cuenta el crecimiento real de los gastos destinados al transporte y la extracción, al momento de fijar el valor del barril de crudo en el mercado.

En los últimos años, los contratos de venta de petróleo a largo plazo tienen escasa aplicación. Los países de la OPEP venden crudo directamente en petroleros dispuestos a zarpar en cualquier momento, hacia cualquier lugar del mundo donde se pague el precio más alto. De la misma forma operan algunas de las compañías petroleras rusas.

Uno de los pocos ejemplos de contratos a largo plazo es uno a 20 años suscrito por la empresa rusa Rosneft y China para el suministros de crudo ruso al país asiático por un ramal del oleoducto Siberia Oriental -Océano Pacífico.

Una de las condiciones del contrato estableció que Pekín debió asignar un crédito por un monto de 25.000 millones de dólares a favor de empresas rusas dedicadas a la construcción del ramal del oleoducto que unirá Rusia y China.

- xi) Los cientos de miles de millones de dólares en apuestas financieras realizadas en base a expectativas de aumentos temporales de los precios", han vuelto a ser el factor determinante del alza de las materias primas en los últimos meses y explica la extrema volatilidad de este mercado, según la nueva alerta publicada esta semana por la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD).*

El volumen de negocios en los mercados de las commodities es actualmente de 20 a 30 veces superior al de la producción física y este crecimiento de la especulación financiera todavía no es ponderado correctamente por la "economía real" cuando se explican las subas de precios, "a pesar de un creciente cuerpo de evidencia sobre las influencias de desestabilización" que emanan de esos mercados.

La UNCTAD reportó una fuerte correlación entre los precios de diferentes productos de los mercados de commodities y los precios en otros mercados financieros especulativos ya en 2009, y afirma que "esa tendencia se ha fortalecido desde entonces".

Un prolongado monitoreo encontró significativos co-movimientos positivos de diferentes productos, en el mercado de valores de Estados Unidos, simultáneos a las expectativas de rendimiento del futuro de contratos de petróleo o de una amplia gama de materias primas agrícolas.

"Las categorías principales de los precios de los productos básicos de los diferentes sectores metales, agricultura y energía están avanzando claramente hoy en tándem y esta tendencia excluye explicaciones basadas en perturbaciones de los mercados individuales. Los inversores financieros conducen el rebaño", asegura el documento del organismo. "Fundamentos y mercados tan distintos no pueden inducir a similares evoluciones de los precios al mismo tiempo, de forma continua y consistente para los últimos años a través de la totalidad de los mercados investigados", se insiste.

El exceso del petróleo En la última década se multiplicaron los instrumentos financieros de todo tipo, y las commodities se convirtieron en una parte, cada vez más importante, de la cartera de los inversores. El monto invertido en materias primas se incrementó desde menos de US\$10 billones cuando terminaba el siglo pasado, a un registro de US\$450 billones a fines de 2011. Los inversores financieros, que eran menos del 25% del total de actores del mercado en la década del 90, representan actualmente el 85%.

Como ejemplo se cita que este año, "después de un breve repunte, las inversiones en productos básicos dieron un resultado negativo en el segundo trimestre. Según Barclays Capital (2012), los inversores retiraron US\$8,2 billones de inversiones en materias primas en mayo, lo que se describió como "algo cercano a una estampida, recuerdos que evocan la de 2008".

En el caso del crudo, por ejemplo, el precio promedio del Brent (light), Dubai (medium) y Texas Intermediate (WTI) fue, en julio de este año, un 65% superior al alcanzado durante el auge económico de 2003-2008.

El precio del petróleo tuvo grandes fluctuaciones: rebotó a principios de año, cayó bruscamente en el segundo trimestre y a fines de agosto había recuperado lo perdido en el primer trimestre a pesar de las vacilantes perspectivas del crecimiento para la economía global.

La evolución de los precios del petróleo coincidió con la del mercado de valores, la evolución política y las decisiones y rumores de la zona euro. "Esto es tanto más sorprendente porque el futuro del petróleo crudo WTI se limita exclusivamente al Centro-Oeste de Estados Unidos".

Pero los precios del mercado de productos básicos se han movido por la información y las versiones sobre lo que podría suceder en la zona del euro, según esa opinión, sin tener en cuenta las cuestiones de logística comercial, la guerra, la sequía y otras perturbaciones de la oferta de esos bienes", afirma la UNCTAD.

El rally en los mercados del petróleo se produjo a raíz del acuerdo para la recapitalización bancaria en Europa a fines de junio de este año.

En ese momento, el precio del crudo Brent subió un 7% en un solo día y el de WTI, en un 9%".

El trabajo recomienda aumentar la transparencia de los mercados físicos y financieros y, sobre todo, regular de forma urgente los mercados financieros para limitar las inversiones en materias primas, suprimir algunos vehículos para realizarlas y prohibir la propiedad comercial de las entidades financieras que participan en la cobertura de sus clientes.

Internacionalmente se propone coordinar: un impuesto a las transacciones (frenaría la alta frecuencia de negociación); vigilancia sobre la especulación y planes para hacer frente a las burbujas, como el mandato de intervenir directamente en las operaciones de cambio de forma ocasional con el fin de evitar colapsos de precios o desinflarlas. (Anahí Abeledo “ La Especulación el rostro oculto de las commodities” Diario Clarin . 23 de septiembre del 2012).

- xii) *AJAY MAKAN Y JAVIER BLAS Investigan presunta manipulación de precios de referencia del crudo (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 21 de Marzo 2013).*

Las principales petroleras europeas, como BP, Shell y Statoil están involucradas en un escándalo por manipular datos que alcanzan operaciones por u\$s 2,5 billones diarios

En algún lugar del edificio de oficinas Madou Towers en Bruselas, los reguladores europeos revisan una montaña de datos sensibles sobre cómo se fijan los precios del crudo.

La semana pasada, en inspecciones simultáneas a oficinas de las mayores petroleras (BP, Royal Dutch Shell y Statoil de Noruega) y de Platts, una agencia de fijación de precios de referencia de la energía, la Comisión Europea dio inicio a una de las investigaciones internacionales más grandes desde que los bancos fueron descubiertos con las manos en la masa manipulando la tasa Libor.

Al igual que con la pesquisa en torno a dicha tasa para préstamos, la apuesta es alta porque las cotizaciones de referencia del petróleo son centrales para la economía global. Los valores que publican diariamente Platts y otras agencias, respaldan operaciones por más de u\$s 2,5 billones en mercados mayoristas de commodities físicos y financieros. Al fin de cuentas, sirven como referencia para las facturas de electricidad que se pagan en los hogares. Y como huelen sangre, los políticos salieron al ataque. De mínima, aguardan multas para las compañías que hayan tenido un comportamiento inadecuado.

Llevará mucho tiempo, probablemente pasarán años antes de que se analicen los datos en su totalidad y algunas investigaciones mueren sin ninguna consecuencia. Pero la pesquisa, que también alcanzó a otras petroleras, ya resuena en el mundo de la comercialización de petróleo. Por primera vez en una generación, los gobiernos se preguntan cómo deberían calcularse los precios de referencia del crudo. Y no todos tienen una respuesta.

El mercado que cubren las agencias de fijación de precios es formidable. El comercio de crudo está fragmentado en cientos de diferentes mezclas de crudo y mercados regionales de productos refinados. Diariamente 65 personas de Platts evalúan más de 400 precios mayoristas de energía.

El campo de juego está lejos de ser parejo. Los operadores de comercializadoras de materias primas como Glencore y Vito, las compañías petroleras como BP y la

francesa Total, y los bancos de inversión eligen qué información brindar a las agencias como Platts.

La Comisión Europea en un comunicado declaró: “Hasta las pequeñas distorsiones de precios pueden tener un inmenso impacto” en los mercados. Las referencias físicas también respaldan el valor de los derivados financieros como futuros, opciones y swaps, donde las posiciones suelen ser mayores.

Un informe de la Organización Internacional de Comisiones de Valores (Iosco, por sus siglas en inglés), encargado por los ministros de finanzas del G20, advirtió el año pasado que el actual sistema “crea la posibilidad de manipular el mercado de commodities” y advirtió que la probabilidad de que haya habido un conducta poco ética en el mercado de petróleo “no es una simple conjetura”.

En una carta a los reguladores en 2012, Total Oil Trading, el brazo comercial de la francesa Total, advirtió que había “precios inadecuados” en las referencias, asegurando que “varias veces al año, las estimaciones de los valores del mercado de los principales índices (de energía) no coinciden con nuestra experiencia del día”.

Ya hubo casos en EE.UU. donde petroleras fueron multadas por haber tratado de manipular el precio de referencia del petróleo.

Lenta reacción de los reguladores

Pese a las denuncias y a la historia de manipulaciones anteriores, los reguladores no actuaron de inmediato. La Organización Internacional de Comisiones de Valores tampoco se movió directamente para abordar las preocupaciones de su propio informe, donde sólo publicó las pautas para las agencias de fijación de cotizaciones. Pero al igual que con la tasa Libor, es más fácil detectar los problemas de los precios de referencia del crudo que proponer soluciones. Un gran obstáculo es que no hay nadie a cargo de la tarea. Si bien los mercados de commodities de Londres y Nueva York (donde se comercializan los principales derivados del petróleo) responden a la autoridad de los reguladores financieros, el mercado de crudo físico está desregulado”.

xiii) *Algunos operadores intentan manipular los precios del petróleo (Diario La Nación 19 de Junio 2013)*

Por Justin Scheck y Jenny Gross

LONDRES-La Unión Europea dice que está en busca de evidencia que los corredores manipulan los precios del petróleo. Si Halis Bektas está en lo cierto, no debería ser difícil de encontrar.

Bektas, un operador del mercado, describe una estrategia que él mismo ha utilizado: ofrecer vender una cantidad pequeña a pérdida con el fin de reducir la cotización publicada del petróleo para después comprar grandes cantidades a un menor precio.

El corredor indica que la estrategia funciona de la siguiente manera: podría estar estipulada la compra de, tal vez, 80.000 toneladas de fueloil, cuyo precio está ligado al índice de referencia diario publicado por Platts, una división de McGraw Hill Financial Inc. En los días previos a la adquisición, Bektas podría ofrecer vender montos más pequeños a precios de descuento -a veces entre US\$3 y US\$5 por tonelada por debajo de la cotización de mercado- y reportar esos precios de oferta a Platts. Un aspecto clave para que la estrategia funcione es una peculiaridad del mercado al contado de petróleo, en el que los operadores compran y venden muchas

cargas de crudo para entrega inmediata. Los acuerdos se negocian en privado y los compradores y vendedores no están obligados a divulgar los precios a cualquiera. Para generar un precio de referencia, Platts depende de la información que entregan los corredores en forma voluntaria, una operación en las antípodas de lo que ocurre con las cotizaciones de las acciones o incluso los contratos a futuro del petróleo, cuyos precios reflejan el análisis de datos exhaustivos provistos por las bolsas.

Cualquiera de los precios descontados reportados por Bektas podría hacer caer la cotización de referencia de Platts, ahorrándole dinero en las compras posteriores. Si los precios caen US\$3 la tonelada, indica, podría ahorrar más de US\$200.000 en un cargamento típico.

Bektas, que encabeza la firma suiza Rixo International Trading Ltd., no es el único corredor que ha recurrido a esta clase de estrategias. Otros operadores entrevistados por *The Wall Street Journal* señalaron que han participado en transacciones semejantes.

Bektas y otras fuentes dicen que consideran que tales actividades son legales puesto que no implican una colusión con competidores, ni la entrega de precios falsos u otras conductas claramente prohibidas. Reconocen, sin embargo, que su intención es distorsionar los precios de referencia del petróleo. "A menudo, los operadores consiguen manipular las cotizaciones", asevera Bektas, que ha estado haciendo corretaje durante 20 años. Añade que ha dejado de usar la estrategia y no ha reportado transacciones a Platts -lo cual es estrictamente voluntario- desde el año pasado.

Platts, por su parte, señala que no está al tanto de ninguna instancia en la que sus índices hayan sido manipulados de esta forma. Aclara que sus empleados están adiestrados para identificar precios reportados que parecen no encajar con el mercado y a ignorarlos cuando elaboran el índice. "No estamos conscientes de ninguna evidencia de que nuestras evaluaciones de precios no reflejan el valor del mercado", dijo Platts en un comunicado.

La Unión Europea investiga la manipulación de los índices de referencia como parte de una indagación sobre si los corredores de energía distorsionan los precios del petróleo y otros combustibles para beneficio propio. Los investigadores de la UE realizaron en mayo inspecciones no anunciadas en las oficinas de los gigantes petroleros BP PLC, Royal Dutch Shell PLC y Statoil SA, así como Platts, buscando evidencia de manipulación de índices a partir de 2002. Las empresas han señalado que colaboran con las investigaciones.

La indagación coincide con la mayor preocupación de los reguladores de todo el mundo sobre importantes índices de referencia del mercado que son generados por entidades no reguladas de manera poco clara. Un escándalo sobre la manipulación de la tasa interbancaria de Londres, conocida como Libor, una referencia clave de los mercados financieros, ha envuelto a por lo menos tres bancos. Los reguladores en EE.UU. están averiguando cómo se elaboran los índices de referencia para una forma de derivados llamados swaps de tasas de interés.

Un grupo de reguladores internacionales y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo han expresado su preocupación de que los índices de referencia de los precios del petróleo estén posiblemente siendo manipulados.

La Comisión Europea, el brazo ejecutivo de la UE, indicó en una declaración escrita que "incluso distorsiones pequeñas en los precios evaluados podrían tener un impacto enorme en los precios del petróleo crudo, los productos de petróleo refinado y las compras y ventas de biocombustibles, potencialmente dañando a los consumidores finales".

Scott O'Malia, uno de los cinco integrantes de la Comisión de Comercio de Futuros de Materias Primas de EE.UU., considera la manipulación de los precios del crudo "un área particular de preocupación" ya que los índices de referencia del petróleo influyen sobre cientos de otros índices en todo el mundo. "Tenemos que asegurarnos que los operadores reporten correctamente y que no estén entregando información equivocada para beneficiar sus posiciones financieras o físicas", afirma.

En principio, la manipulación de los mercados para obtener un beneficio financiero es ilegal tanto en la UE como en EE.UU. Pero abogados y ex reguladores señalan que reunir evidencia sólida para llevar tales casos a juicio suele ser difícil. Por ejemplo, las autoridades tienen que probar la intención de engañar al mercado, lo que puede ser difícil en el contexto de las transacciones.

Los mercados internacionales del petróleo presentan una serie de otras complicaciones. El crudo producido en un país puede ser comprado por un operador en otro país y revendido a alguien en un tercer país, planteando interrogantes jurisdiccionales. Susan Court, ex directora de la Oficina de Implementación de la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos, resalta que no existe una definición general de conducta ilegal de mercado que cubra a todos los commodities.

"Lo que para una persona es manipulación, para otra es una negociación en el mercado abierto", expresa. "El problema es que la ley no es clara".

Warren Platt comenzó a producir una publicación mensual de petróleo en 1909 y un boletín diario sobre los precios del petróleo en 1923.

Otras empresas, como Argus Media Ltd. e ICIS, que forma parte de Reed Elsevier Group PLC, publican índices para ciertos productos de combustible. Platts, sin embargo, tiene más de 80% del mercado de precios al contado y es el estándar que sigue buena parte del sector. (Dow Jones & Co., que publica *The Wall Street Journal* y es propiedad de News Corp., compite con Platts al proporcionar noticias de los mercados de energía).

Hace poco, alrededor de 25 reporteros de petróleo de Platts estaban sentados en el piso 12 de las oficinas de la empresa en Canary Wharf, en Londres. Intercambiaron mensajes instantáneos con los corredores, solicitando los precios a los que estaban comprando y vendiendo las cargas de diésel. Un reportero comunicó los precios a un colega a viva voz, quien ingresó los datos en una computadora, y la empresa después los divulgó a sus suscriptores en forma de titulares.

Puesto que los acuerdos se conciertan en privado en el mercado al contado, Platts no está al tanto de muchos de ellos. Por lo tanto, indican algunos ejecutivos del sector, el índice de referencia no siempre refleja lo que ocurre en el mercado real. (El petróleo se negocia ampliamente en los mercados de futuros, donde los contratos estipulan precios para entrega en una fecha próxima. Esos precios por barril son los que a menudo se mencionan públicamente).

"La breve duración [de las transacciones], el pequeño volumen de negociaciones y el hecho de que puede haber muchas operaciones de cobertura, pero que no son informadas" permite que el proceso de elaboración del índice sea vulnerable "al abuso", escribió Liz Bossley, presidenta ejecutiva de la consultora Consilience Energy Advisory Group Ltd., en una carta enviada en marzo a la Organización Internacional de Comisiones de Valores.

Platts señala que un motivo por el cual las empresas reportan sus transacciones es que quieren un mercado transparente. Agrega que sigue de cerca las negociaciones todo el día, pero se concentra en los últimos minutos de la jornada porque cree que el precio más útil es el de la hora del cierre. En un comunicado escrito, indicó que cualquier información que recibe "debe ser firme y verificable, identificada con el nombre de la empresa, debe ser ejecutable y estar en línea con el mercado, debe moverse incrementalmente, debe ser repetible y debe estar dispuesta a ser examinada por el mercado".

"El criterio es una parte muy importante del proceso de evaluación del mercado", acota el director de petróleo de Platts, Dave Ernsberger. Señala que Platts no toma en cuenta los precios reportados si parece que están siendo utilizados para manipular el índice. "Nadie jamás nos ha demostrado un ejemplo de manipulación de nuestra evaluación", asevera.

Bektas, el operador de Suiza, indica que los corredores siempre han tratado de aprovechar las condiciones "imperfectas" del mercado. "No es sólo manipulación, sino una debilidad en el sistema", anota.

En conclusión, la inestabilidad de países como Irak y del Medio Oriente, la crisis económica mundial que afecta la demanda de los países de la OCDE y disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda de China y Países Emergentes, la aparición del shale oil en especial en EEUU; así como la **especulación** con los papeles petroleros, parecería augurar la permanencia de la volatilidad de precios en los próximos años, quizá a otros niveles algo superiores a los verificados a mediados del año 2012. Mucho dependerá de si la crisis económica (2010-2013) es o no estructural.

16. ALGUNAS DE LAS CAUSAS DE LA SITUACIÓN DEL MERCADO PETROLERO DESDE LA SEGUNDA MITAD DE LA DÉCADA DE LOS AÑOS 80, Y EN ESPECIAL, PERO NO EXCLUSIVAMENTE, HASTA LAS DOS PRIMERAS DECADAS DEL SIGLO XXI

- i) La recesión o el débil crecimiento de buena parte de las economías de los países de la OCDE desde mediados de la década de los años 70 y hasta principios del siglo XXI.
- ii) Las políticas instrumentadas para la conservación y sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas.

Así el consumo de petróleo en los países industrializados de la OCDE bajaba de 40,6 millones de barriles diarios de 1978 a 33,2 millones en 1983. A partir de allí se observaba un aumento hasta los 44,8 millones en 1998 por los bajos precios del crudo, luego hasta los 47,1 millones en el año 2004, por la recuperación de las economías de estos países pese a los mayores precios del crudo para caer a los 46,91 en el año 2007 y a 45,6 en el año 2013 por las disminuciones en La Unión Europea y EEUU.

- iii) La política de los países de la OCDE de incrementar sus stocks en el período de precios altos del petróleo y consumirlos cuando comenzaba la caída de los mismos.

Así los países pasaban de un stock normal de 60 días a otro de casi 120 días. Por ejemplo, en junio de 1999 alcanzaba a 83 días de consumo, en Junio del 2003 a 79 días y en Diciembre del 2004 a ochenta días en Diciembre de 2005, subiendo a 90 días en el cuarto trimestre del 2008. Este último valor, a su vez, representaba unos 124 días de importaciones. Es decir que pese al aumento violento de precios entre el 2005 y 2008 la OCDE incrementaba sus stocks quizá ante los temores que le despertaban los conflictos en Medio Oriente y en la Zona de Kazakhstán en el Caspio. Entre el primer trimestre 2009 y septiembre del 2014 los valores oscilaban entre los 97 y los 93 días que representaban en este último caso 172 días de importaciones

- iv) El endeudamiento externo de los países subdesarrollados exportadores de OPEP y fuera de OPEP que los llevaba a provocar una guerra de precios desde fines de 1985 hasta mediados de 1986 y que en el 2008 no tendría posibilidades de repetirse con igual intensidad, debido al aceptable cumplimiento de los recortes de producción entre 1999 y 2008.

Como antes del 2002 el consumo estaba deprimido y no resultaba factible un incremento en el corto plazo, los exportadores no OPEP desplazaban a los OPEP, bajando sus precios, al tiempo que la OPEP restringía su producción para disminuir la oferta y evitar una caída mayor en dichos precios. Pero al incrementarse el consumo durante los años 2003 a 2008 nuevamente la responsabilidad de abastecer los incrementos de la demanda caía sobre los países de OPEP y en parte sobre los de la CEI, especialmente la Federación Rusa y Kazakhstán. Entre el 2008 y 2013 continuaba la pérdida de participación de OPEP en la producción y se observaba un importante repunte en la de EEUU, motivada por la extracción de crudos no convencionales y de

- v) El déficit presupuestario y el déficit del balance comercial de USA, que abarataban el dólar haciendo perder ingresos a los países exportadores y beneficiaban a los países importadores por el menor costo de las importaciones de crudo. El beneficio a los países importadores fue luego del año 2002 y hasta mediados del 2008 era compensado por el aumento de los precios del crudo. Esta situación se acentuaría entre 2008 y fines del 2014 por el importante incremento en los precios del crudo, que a fines de este último año y comienzos del 2015 volvería a invertirse.

vi) La necesidad de divisas, ya mencionada de la Federación Rusa y la situación económica del Reino Unido que buscaban en el mantenimiento en el primero caso y en el incremento en el segundo de las exportaciones de petróleo una solución a esos problemas.

vii) Los márgenes de refinación. Las Compañías Petroleras a nivel de refinación, aparecían, en algunos casos, con márgenes negativos, producto de precios del crudo que no parecían ser compensados por el valor tanque de los derivados vendidos.

En el Cuadro N° 32 pueden apreciarse las oscilaciones en los márgenes que obedecían fundamentalmente, a un crecimiento mayor en los precios del crudo que en los derivados (bajan los márgenes) o a un decrecimiento menor en los precios de los derivados que en el crudo (suben los márgenes) (ver Cuadros N° 32 y 33).

Con relación a los márgenes de refinación se observaba la ventaja de procesar el crudo en refinerías complejas (con craqueo catalítico o hidro craqueo catalítico) y como las fluctuaciones obedecían, en la mayor parte de los casos, a las variaciones en los precios del crudo (ver Cuadros N° 32 y 33)-

Es probable que a medida que se vayan integrando verticalmente las actividades de las empresas petroleras (sean multinacionales o de los gobiernos) la disputa por la apropiación del margen de refinación dependa esencialmente del precio de los derivados en los mercados de los países.

viii) El segundo shock petrolero producido en los años 1979-80 fue mucho más violento que el de 1973-74 y generó el denominado "mercado spot" o de transacciones de corto plazo. Si bien inicialmente las transacciones que pasaban por este mercado no superaban el 10% de las totales, paulatinamente, y hasta 1986 se trasladaban a casi el conjunto del mercado.

Este fenómeno obedeció fundamentalmente a que las compañías Multinacionales perdieron la integración vertical. Esta integración implicaba, hasta 1986, que esas compañías producían más del 100% del crudo que refinaban. En cambio a partir de 1987 los requerimientos de sus refinerías superaban en un 37% a 43% el abastecimiento proveniente de su propia producción.

Por el contrario las compañías de los países de OPEP (ARAMCO, INOC, NIOC, PDVSA, etc.) producían mucho más que lo que refinaban.

ix) El manejo puramente especulativo del negocio petrolero, era otro indicio del predominio de lo bursátil y bancario sobre lo productivo en la economía mundial y que ha sido un factor que ha contribuido a mantener la inestabilidad del mercado petrolero internacional real (en cuanto a la canalización de fondos, esfuerzos y recursos humanos, hacia actividades no productivas).

A partir de estas modificaciones OPEP dejaba, hasta el año 1999, de controlar el precio del crudo en los mercados y procuraba restablecer entre el año 2000 y el 2005 su preeminencia en el abastecimiento de petróleo de donde estaba siendo desplazada por los exportadores NO OPEP (México, Inglaterra, Rusia, Noruega, etc.). Luego de la estampida de precios producida entre el 2006 y mediados del 2008 y luego del 2010 y hasta fines del 2014 el rol de OPEP parecería fortalecido pero se mostraba incapaz de estabilizar los precios, esencialmente por las maniobras especulativas vigentes en este mercado.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 32. Margen de refinación en los mayores centros de refinación 1992 a 2013 (\$/bl)

	1992			1993				1994			1995			1996			1997			1998			1999			2000			2002			2003		2004		2005	
	EN	JUL	DIC	FE	MY	AGO	DIC	AB	AG	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DI	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	SEP	NOV	JUN	DIC	MAY	NOV	ABR	DIC			
Noroeste Europa Brent (*)	2,06	1,78	1,51	1,54	2,16	2,08	2,23	1,88	2,24	1,114	1,06	1,72	1,37	1,31	1,77	1,07	1,17	0,87	1,45	1,59	1,87	0,82	0,55	-0,1	-0,09	2,01	0,53	1,31	0,58	0,84	5,61	3,16	6,50	2,21			
USA: Costa Golfo (*)																																					
Brent	-0,33	1,42	0,51	-0,17	2,31	1,62	-0,07	1,96	2,29	0,2	0,02	0,99	0,43	0,95	1,38	0,05	1,34	2,12	0,37	1,5	3,05	0,22	1,79	0,76	-2,22	1,70	1,12	2,07	1,95	0,50	4,65	-3,17	2,90	-1,42			
WTI	-0,12	0,72	0,13	-0,55	2,04	1,32	-0,01	1,67	1,69	-0,22	-0,58	0,55	0,23	0,74	0,95	-0,1	1,23	2,48	0,53	0,75	2,06	0,26	0,79	0,82	-1,03	1,57	1,11	1,90	1,35	1,26	5,56	-1,46	5,58	2,22			
ANS		1,34	0,96	0,25	2,29	1,65	1,34	1,3	1,84	0,32	-0,3	0,53	0,92																								
Singapur Dubai (**)	1,36	0,43	0,73	1,19	1,94	0,54	-0,8	1,08	1,21	0,61	0,36	0,57	1,28	1,62	1,74	3,53	4,91	1,4	1,24	1,76	0,45	0,69	0,81	0,92	0,35	4,99	0,61	1,45	2,20	4,89	2,43	3,54	6,24	1,13			

	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	ABR	DIC	ABR	DIC	ABR	DIC	My	Jul	My	Ag	Mar	Dec	My	Ag	Ag	Dec	Ag	Nov
Noroeste Europa Brent (*)	4,17	0,31	6,78	3,91	6,55	3,57	1,96	0,8	3,3	-0,39	0,54	-0,21	5,48	8,61	3,56	0,75	4,55	5,93
USA: Costa Golfo (*)																		
Brent	7,11	-4,47	6,94	-4,89	-0,13	-2,51	1,25	-0,75	-1,25	-4,14	-4,82	6,3	3,42	5,68	1,76	3,64	3,86	-0,87
WTI	11,49	-0,99	11,13	-1,83	4,04	-1,28	1,36	-11	0,05	-1,93	-0,62	-1,65	8,38	12,28	6,89	7,58	10,42	3,94
ANS																		
Singapur Dubai (**)	4,74	0,63	4,38	2,06	5,31	2,21	-3,02	-2,12	-2,77	-1,46	-1,56	-2,06	-0,3	1,72	-3,06	-3,08	-3,13	1,02

(*) Craqueo catalítico. Desde 2006 en lugar del WTI es el LLS. Desde 2011 Brent es Mars

(**) Destilación Atmosférica- Hidrotratamiento. Desde 1996 Hidrocraqueo Catalítico.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 33. Evolución del Precio FOB "SPOT" de distintos tipos de crudos (U\$Scorrientes/bl) 1992 a 2014

	1992			1993				1994			1995			1996			1997			1998		
	EN	JUL	DIC	FE	MY	AGO	DIC	AB	AG	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DIC	MZ	JUL	DIC
Brent	18.19	20.26	18.12	18.52	18.46	16.70	13.56	15.20	16.69	15.84	16.99	17.78	17.80	19.91	19.58	23.87	19.10	18.54	17.11	13.06	12.09	9,82
Dubai	15.26	18.47	16.14	16.05	15.87	14.75	12.18	13.95	15.79	15.44	16.30	15.00	16.95	16.95	17.74	21.81	18.17	17.37	16.31	11.48	12.18	10,81
WTI	18.79	21.76	19.38	20.07	19.94	17.98	14.49	16.45	18.39	17.16	18.54	17.28	18.92	21.27	21.31	25.43	21.03	19.63	18.30	15.15	14.13	11,26

	1999			2000	2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	MZ	JUL	DIC	MZ	SEP	NOV	JUN	DIC	MAY	DIC	ABR	DIC	ABR	DIC	ABR	DIC	ABR	Dic.
Brent	12,4	19,16	25,58	27,22	28,38	24,1	27,51	29,87	37,80	39,53	51,82	56,91	70,35	62,23	67,51	91,25	108,97	40,35
Dubai	12,32	18	23,6	25,08	26,8	23,31	25,51	28,10	34,74	34,20	47,20	53,20	64,14	62,33	63,93	85,79	103,41	40,46
WTI	14,58	20,13	26,06	29,78	29,71	26,29	30,66	32,14	40,24	43,20	53,13	59,14	69,46	61,96	63,85	91,69	112,64	41,45

	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	My	Jul	My	Ag	Mar	Dec	My	Ag	Ag	Dec	Ag	Nov
Brent	57,79	65,17	76,31	76,72	114,11	108,49	109,88	113,43	110,3	105,08	103,34	79,15
Dubai	57,27	64,58	74,93	75,33	108,84	103,54	107,33	110,79	107,06	101,99	99,34	75,86
WTI	61,81	64,26	73,81	76,36	102,38	97,63	93,85	94,23	106,61	98,62	91,33	75,1

Fuente: IEA-OIL Market Report - Varios números. Desde 2006: Monthly Oil Market Report OPEP. y desde 2009 Bloomberg

x) Posteriormente se produjeron cuatro acontecimientos cuya importancia sobre el mercado petrolero no puede dejar de mencionarse.

- La Guerra del Golfo a fines de 1990 y el desmembramiento de la ex-URSS en 1991. El primer acontecimiento tuvo repercusión inmediata y el segundo la tuvo en forma más paulatina:

La guerra del Golfo, unió a países importadores de la OCDE y a grandes exportadores de OPEP como Arabia Saudita y los Emiratos, e incluso a Rusia.

Adicionalmente apareció en escena un nuevo actor el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, que utilizó el embargo petrolero a Irak como factor de presión política. Este instrumento lo volvería a aplicar contra los serbios en la guerra civil de la ex-Yugoslavia en 1992 y contra Haití en 1994 y amenazó con emplearlo contra Libia (Kadafy) en abril de 1992. Es decir que lo aplicó dos veces en menos de dos años.

También la crisis del Golfo puso en evidencia el predominio de dos actores: Arabia Saudita, real cabeza de OPEP (por la magnitud de sus reservas y su capacidad de productor compensador de faltantes en el mercado) y los Estados Unidos como poseedor del monopolio en la fuerza de las armas y a su vez dependiente en forma creciente, al menos hasta el año 2012, del crudo importado, luego disminuiría como se ha visto esa dependencia, pero sin eliminarla.

Esta crisis fue un verdadero test de madurez (y de poder) en el comportamiento de los países de OCDE (importadores) de los grandes productores exportadores y de las Multinacionales petroleras, ya que no se produjeron desabastecimientos ni incrementos espectaculares de precios.

La enseñanza final parece haber sido que el petróleo no es únicamente un recurso primario más del mercado (commodities) sino que además tiene un valor estratégico.

- En cuanto a la situación en la CEI, Rusia aporta, antes del 2000 cerca del 82% del petróleo y el 70% del mismo provenía de los yacimientos de Tyumen, que estaban disminuyendo alarmantemente (así la producción de la CEI de $10,5 \cdot 10^6$ bls/día de 1991 había caído a $6,2 \cdot 10^6$ bls/día en 1999), como consecuencia esencialmente de la caída del sistema comunista y del desorden económico- social que produjo el cambio al capitalismo. A partir del año 2000 comenzaba la recuperación que en el año 2007 llega a casi los 10 millones de barriles día y en año 2013 se mantenía en casi 10800. Las caídas repercutieron sobre la disponibilidad de crudo para exportación en especial en el mercado de Europa Oriental y presionaron adicionalmente sobre otros exportadores.
- El tercer hecho relevante ha sido el principio de acuerdo, por primera vez, entre 10 países de OPEP y 6 países de NO OPEP para recortar sus producciones buscando frenar la caída de los precios de 1998 y que daba sus frutos positivos durante 1999 y entre el 2000 y 2005 y que se extendía hasta el año 2014.
- El cuarto acontecimiento ha sido la fusión entre grandes y medianas empresas petroleras multinacionales (EXXON – MOBIL, BP – AMOCO – ARCO, TOTAL – PETROFINA – ELD, Chevron-Texaco, Conoco-Phillips por ejemplo) que han acentuado la tendencia a la concentración en esta actividad.
- Otra enseñanza adicional era que la única posibilidad cierta de abastecer el mercado futuro de petróleo y radicaba en futura capacidad de producción de OPEP, en especial de Arabia Saudita. Es que a fines del 2014 OPEP tenía una capacidad “ociosa”

entre cercana a los 4,0106 bls/día, concentrada especialmente en Arabia Saudita y que le serviría a fines del 2014 para iniciar la “guerra de precios” destinada a dificultar el crecimiento de la producción de EEUU como consecuencia de la explotación de los crudos no convencionales.

- xi) Los sucesos de los primeros meses del 2003, con la guerra de Irak y la posterior ocupación por USA-Inglaterra de ese país más la inestabilidad en el Medio Oriente han sido factores que han contribuido a mantener la volatilidad de los precios en todo el 2004.

Aquí se deben considerar dos hechos contradictorios, por un lado la necesidad de las compañías de equilibrar su consumo de crudo con oferta propia, (que las pondría en una posición de fuerza frente a OPEP), con la necesidad de mantener altos precios del crudo para recuperar en el menor tiempo posible las inversiones que realicen en Irak. Pero no parecía compatible inundar de petróleo el mercado con el mantenimiento de precios altos y OPEP no estuvo dispuesta a disminuir sus niveles de producción para equilibrar el mercado de oferta.

De todas maneras cuando se producen hechos como el de septiembre del 2001 y como la guerra de Irak, se acentúa la volatilidad de los precios del crudo y toma protagonismo la especulación.

- xii) Entre los años 2009 y fines del 2014, pese a la crisis económica de EEUU y Europa, pero gracias al empuje de China y países emergentes crecía el consumo, la producción y las reservas de petróleo y esto alimentaba la subida de los precios, con una OPEP que no controlaba sus niveles de oferta encandilada por los altos precios y luego a fines del 2014 se producía un contra shock que provocaba, junto con otros factores, a los que ya se hizo referencia una brusca declinación de los precios, afectando negativamente a los países exportadores, beneficiando a los importadores y poniendo en sumo riesgo la recuperación de Rusia y otros países adversarios de EEUU como Irán y Venezuela y de Arabia Saudita como Irán.

17. SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO

En síntesis puede decirse:

- i) En los años 1920 a 1950, los precios FOB de lista dependían grandemente de los precios de los crudos americanos de (alto costo).
- ii) En la década de 1950, se desplazaba el centro de gravedad hacia Medio Oriente, y se producía -por la masiva oferta de crudos mediorientales - una permanente caída de los precios FOB de lista (a excepción de los años de la crisis de Suez), que favorecía a los países importadores.
- iii) Recién después de 1957, comenzaban a "independizarse" los precios de Medio Oriente de los precios FOB Golfo de México.
- iv) En la década de los años 1950 y 1960, se observaba la coexistencia de varios centros de referencia: Golfo de México, Golfo Pérsico, Sidón.
- v) La aparición de OPEP en 1960 detenía el deterioro en valor absoluto de los precios pero esto no impedirá la pérdida del poder adquisitivo de sus países miembros.
- vi) La década de los años 1970 estaba signada: por la nacionalización de las propiedades de las multinacionales operantes en OPEP; por la determinación de los precios -que se cuadruplicaban en valor absoluto- por parte de esta organización; por la defensa del valor adquisitivo del crudo; por la consiguiente conmoción geopolítica en los países industrializados; por la reorientación de la política de las multinacionales petroleras que se lanzaban a la diversificación de actividades, carbón, uranio, gas, petroquímicas, minería, tecnología, para captar rentas de otras áreas, etc. etc.
- vii) La década de los años 80 ponía nuevamente las "cosas en su lugar". Los países desarrollados retomaban la iniciativa, OPEP dejaba de fijar unilateralmente los precios del crudo y estos volvían a sus niveles anteriores a 1974.

La OPEP, sumamente debilitada, veía resquebrajarse la disciplina entre sus miembros, en cuanto al cumplimiento de las metas acordadas y tendía que moverse en un mercado más diversificado y competitivo.

Los problemas de endeudamiento externo provocados en gran medida por los excedentes de petrodólares, de la década del 70, afectaban a casi todos los países de OPEP y otros subdesarrollados exportadores que competían entre sí y con Gran Bretaña, México, Noruega y la ex-URSS por aumentar su participación en las ventas de petróleo. Esto los llevaba a comportarse con una racionalidad económica similar a la de cualquier país exportador de materias primas del llamado Tercer Mundo, que trata de compensar con mayores volúmenes de producción los bajos precios.

- viii) En la década de los 90 y principios del siglo XXI, el mercado consumidor, en especial en los países desarrollados, se reactivaba levemente, a pesar de esos bajos precios, vigentes hasta el año 2003, ya que los esfuerzos tecnológicos disminuían la intensidad en el uso de petróleo por unidad de bien o servicio producido. Por ejemplo en EEUU desde 4,7 U\$S 2000 de PBI/Mbtu en 1990 hasta 3,4 en el año 2007. De todas maneras fueron China, la India, los Países del Sudeste Asiático y Otros Países Emergentes, los dinamizadores de la demanda mundial de petróleo. Las multinacionales petroleras más concentradas regresaban al negocio y conseguían, por parte de los países subdesarrollados, excelentes condiciones en los contratos

para explorar-explotar áreas fuera de EEUU y el Mar del Norte. Areas que comenzaban a producir con precios más altos, entre el 2006 y el 2008. Estos altos precios implicaban a OPEP en el año 2008, ingresos de 974000 millones de dólares corrientes. EXXON, por su parte, obtenía en el mismo año los beneficios más altos de su historia con 42220 millones de dólares corrientes.

La ocupación de EEUU-Gran Bretaña de Irak aumentaba la presencia de las empresas petroleras de esos dos países en el Golfo Pérsico, aspecto que junto a su posicionamiento en Afganistán, les abriría las puertas del crudo de dicho golfo y del Mar Caspio. Esta situación no afectaba seriamente el poder de OPEP para decidir los niveles de precios del petróleo internacional, ya que dichos precios continuaban siendo volátiles como convenía a los especuladores de los papeles petroleros.

Con mucho optimismo se deseaba a mediados del 2014 que todos los protagonistas de esta historia estuvieran de acuerdo en buscar un nivel mutuamente adecuado para los precios.

Es que se habían superado la crisis del Golfo de 1990, el segundo contra shock petrolero de 1998; el tercer shock del 2006-2008, el contra shock del 2008, la depresión del 2009 y el nuevo shock de 2010 hasta fines del 2014.

Pero como continuaban los conflictos en el Medio Oriente, en el Caspio y entre Rusia y Ucrania y países del Asia Central y a principios del 2015 se estaba en presencia de un nuevo contra shock no parecía haber llegado el momento para la tan ansiada estabilidad.

Es que la crisis económica y política mundial parece ser de tipo estructural y así con a fines del 1980 había caído la URSS, se ponía en duda la subsistencia del sistema capitalista vigente hasta el momento.

Entonces sería posible que el derrumbe del comercio mundial y los problemas sociales y económicos de los Países hicieran pasar a segundo o tercer lugar el problema de los precios de la energía y con ellos los del petróleo.

- ix) Casi 40 años después de la famosa "crisis" de octubre de 1973, los países que se suponía previamente serían los grandes beneficiados por aquella "crisis", padecerían, quizá hasta mediados de la segunda década del siglo XXI, las consecuencias, ya que la casi totalidad de los del Tercer Mundo exportadores de petróleo debieron recurrir al endeudamiento externo para equilibrar sus balanzas de pagos. Incluso los ingresos de los Países de OPEP de la bonanza del período 2009-2014, al igual que la de los años 70 se reciclaban, en buena medida, hacia los países Desarrollados. Por el contrario, los que se consideraban víctimas de la "brutal" alza del precio del crudo, o sea los países industrializados importadores vivirían, al menos hasta el año 2008, una situación de relativa abundancia, que empañaría la crisis del 2009 en adelante.
- x) La crisis de los años 2010 en adelante, mostraba, en una primera etapa una recuperación de los precios de los precios de las materias primas, que en principio beneficiaba a los países subdesarrollados, que de todas maneras siguen importando bienes de capital siempre a precios altos. China se estaba convirtiendo en el motor que movería en parte la economía mundial, pero no puede desprejiciarse ni minimizarse el rol de EEUU y de Europa del Oeste e incluso el de Rusia Es que a principios del siglo XXI, precios altos o bajos del crudo no provocarían ni el derrumbe, ni la expansión de las economías desarrolladas, porque otros factores mucho más

importantes que el precio del petróleo (entre ellos el poder financiero) son quizá los verdaderos causales de las expansiones o de los derrumbes de las economías.

18. PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

En este punto se presentan estimaciones respecto a la perspectiva de los precios mundiales de petróleo. El ejercicio supone una reflexión que enmarca las cifras estimadas, destacándose la muy fuerte dificultad en arribar a valores objetivos, en función de la naturaleza del mercado petrolero y los determinantes de las variaciones de precios

- En primer lugar se formula un conjunto de consideraciones generales, enfatizando actores y roles.
- Luego se analizan tres escenarios conceptuales posibles para la evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional - disminución, aumento y estabilidad - a mediano y largo plazo.
- Se incluye una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, considerando 2 hipótesis contrastadas de precios “altos” y otra de precio “bajos” que dan lugar a los dos Escenarios de precios propuestos. Por supuesto a principios del 2015 no hay nadie que pueda asegurar la magnitud de los precios del petróleo en el corto, mediano y largo plazo. En consecuencia más que los valores absolutos será necesario detenerse en las tendencias. Por otra parte anualmente organismos con gran capacidad de análisis como la Agencia Internacional de la Energía revisan las estimaciones que realizan y comparándolas se puede destacar que suelen, como casi todas las estimaciones, estar influenciadas por la coyuntura del momento en que se elaboran

18.1 Consideraciones generales

- i) Prever la evolución futura de los precios del petróleo en el mercado internacional implica considerar escenarios posibles, donde no es la racionalidad económica el elemento principal de los mismos, como lo demuestra el comportamiento de esos precios en los últimos cuarenta años.

Factores políticos imprevisibles han influido en el pasado y siguen influyendo hoy sobre la volatilidad de los precios del crudo y no está claro si han sido consecuencia o causa del comportamiento de los actores que predominaron en el negocio.

Tampoco existe ningún modelo econométrico que explique con certeza la evolución de los precios del crudo en el pasado, más allá de las innumerables variables que en ellos se incluyan.

- ii) Sí es cierto que en el mercado petrolero internacional actúan más actores que en el pasado y la oferta está mucho más diversificada. De todas maneras el peso de cada uno de los actores no es el mismo y la fuerza de algunos consumidores es también diferente.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), con claro predominio de Arabia Saudita, pese a la concertación de producción de 1999-2005-2008, no parece estar suficientemente consolidada como para presentar hacia el futuro, un frente sólido y coherente.

La Comunidad de Estados Independientes (CEI) y fundamentalmente Rusia, evidenciaban, hasta hace unos pocos años, grandes problemas para mantener o

acrecentar su producción por falta de recursos económicos y tecnológicos, pero desde mediados del 2000 se observaba una recuperación respecto de los valores anteriores a 1991 (Pasaba de los 8,6 millones de barriles día en el 2003 a 10,8 en el 2013) que ha llevado a la CEI nuevamente a los primeros planos como productor y exportador especialmente hacia el mercado europeo.

México se debate entre la estrategia de los países de la OCDE adonde se incorporó en 1994 y los países de OPEP, particularmente Venezuela y Arabia Saudita.

China ha pasado a ser un importante país importador debido a un crecimiento muy superior de su consumo respecto de su producción. (en el año 2013 importaba el 38 % de su consumo).

EEUU entre los años 2003 y 2008, si bien disminuía su producción, bajaba aún más su consumo, y presentaba un nivel de autoabastecimiento del 65 % en este último año. A partir del 2008 elevaba su producción en casi 3,3 millones de barriles día y disminuía fuertemente sus importaciones alcanzando un 43%.

Esto ha sido por la explotación de los yacimientos de Shale gas y en menor medida de Shale oil.

La Agencia Internacional de Energía en su informe del año 2013, aventuraba que EEUU se convertiría en exportador neto de petróleo para el año 2030. Pero los montos de inversión, muy altos, que requerirían estas explotaciones, la rápida declinación de los pozos sometidos a fracturación múltiple, más los problemas ambientales, aconseja esperar unos años antes de tomar como ciertas estas predicciones.

Los países de la Unión Europea, pese a los importantes aportes de Noruega y Gran Bretaña, continuaban importando casi el 90% de su consumo.

- iii) Por el lado de los consumidores, lo más notable fue, la expansión de los países de Asia, en especial China. Pero más allá de este panorama EEUU, por el lado de los consumidores, (especialmente por su presencia militar en el Golfo Pérsico luego de las Guerras de 1991-2003 con Irak y la crisis económica que ha provocado desde mediados del 2008 con sus desequilibrios presupuestario y de comercio exterior), China y Arabia Saudita por el lado de OPEP, parecen ser las fuerzas con mayor influencia en cuanto a las decisiones fundamentales del mercado.
- iv) Otro factor, casi estructural, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado.
- v) Por otra parte los países desarrollados habían bajado fuertemente, desde 1980, la intensidad petrolera, tanto por medidas del uso racional de la energía, incluida la sustitución especialmente por Gas Natural y por cambios estructurales en su economía, como por cambios tecnológicos, y estas políticas habían disminuido el consumo de petróleo o atemperado la tasa de crecimiento que presentaba en el pasado. De todos modos entre el 2003 y el 2007 habían vuelto a incrementar su consumo. Pero desde mediados del 2008 hasta el 2013 lo disminuían en valores absolutos. (Entre 2005 y 2013 el consumo de estos países había caído a una tasa del 1,2% a. a, pasando de representar el 59% en el 2005 al 49% en el 2013 del consumo petrolero mundial.

- vi) Por el lado de la oferta, había disminuido el aporte de yacimientos considerados de alto costo, como los del Mar del Norte (Entre el 2005 y el 2013 la caída ha sido de casi el 45%). Esta situación parecería explicarse por una importante declinación de sus reservorios. En definitiva, la cuestión no es tan sencilla como desearían algunos analistas. Estos dicen que un aumento del consumo se refleja en una elevación de los precios y de la producción, que puede generar sobreoferta que luego deprime los precios. Frente a esto los productores tienden a disminuir la producción para que vuelvan a subir los precios, mientras los consumidores intentan defenderse bajando el consumo o recurriendo a los stocks.

Por ejemplo, los países de OPEP, acuciados por graves problemas presupuestarios o la CEI necesitada de divisas, habían incrementado en muchas oportunidades la producción en períodos de sobreoferta y precios en baja, procurando compensar sus ingresos por el lado de los volúmenes más que de los precios utilizando la misma racionalidad que los países exportadores de productos agrícolas.

Por esta razón tampoco durante muchos años los países de OPEP habían respetado sus cuotas de producción tendientes a morigerar o detener la caída de los precios, especialmente luego que Arabia Saudita (representaba aproximadamente el 30% del aporte) se negara a actuar como variable de ajuste. Pero en 1998 varios países de OPEP pusieron en práctica una estrategia inédita para sostener los muy alicaídos precios del crudo, comprometerse, junto con 6 países productores NO OPEP (entre ellos México, Noruega y Rusia) a reducir casi el 10% la oferta del crudo que producían para así equilibrarla con la demanda y habían reiterado la estrategia - parecería que esta vez con éxito - entre marzo de 1999 y 2004, y desde fines del 2007 y principios del 2008 para luego ser únicamente OPEP, a veces acompañada por Rusia, la dedicada a regular su oferta, subiendo o disminuyendo sus cuotas de producción. La estrategia de concentrar los niveles de producción entre los países de OPEP y con otros No Opep (principalmente Rusia y Noruega) no se ha reiterado luego de la caída de los precios del fines del 2014, en especial por la firme oposición de Arabia Saudita (que tiene reservas monetarias suficientes) que aduce, posiblemente equivocadamente, que lo que redujera OPEP lo compensarían países NO OPEP. Equivocadamente porque en el corto y mediano plazo (2 años) ningún país productor exportador estaría en condiciones de aumentar su producción en 3 o 4 millones de barriles por día.

- vii) Otro elemento fundamental en la relación de fuerzas es la brecha existente en las principales compañías petroleras multinacionales entre los requerimientos de sus destilerías y la producción de petróleo propia, que con anterioridad a 1986 superaba esos requerimientos y que en el 2013 apenas llega al 64,5%. Esta situación las obligó a pasar de vendedores a compradores de crudo en el mercado y a intensificar la formalización de contratos de asociación con libre disponibilidad del petróleo. Con esta última estrategia las “mayores” llegaban a abastecer los requerimientos de crudo de sus destilerías.
- viii) Por otra parte los grandes países exportadores no tienen integrada la cadena de actividades petroleras y carecen de suficiente capacidad de destilación (para exportar derivados en lugar de crudo), de transporte y de presencia comercial en las estaciones de expendio en los países consumidores.

Pero no puede dejar de tenerse en cuenta que los países de OPEP poseían en el año 2013 el 71,9% de las reservas y 90,3 años de duración de las mismas (que por otro lado también son las de menor costo de producción), frente a 13,3 años de duración de las reservas de los países de la Unión Europea; 12 de EEUU y 43 de China.

- ix) Otro elemento que no llegó a ejercer influencia sobre la evolución del mercado petrolero mundial fue la tendencia a la desregulación y privatización de las empresas petroleras estatales en algunos países y la asociación con las multinacionales en otros.

Es que en ninguna de las principales compañías estatales más importantes (incluidas las de China y CEI) existieron previsiones para su privatización y esto implica el 69% de las Reservas, el 55,2% de la Producción y el 60% de la exportación de petróleo crudo del mundo.

Es decir que la desregulación y/o privatización total sólo se llegó a efectuar en empresas estatales de países con escaso peso en el mercado internacional.

En cambio la asociación de las principales empresas estatales petroleras con compañías privadas probablemente se habrían intensificado, especialmente en las áreas de exploración - producción, pero la misma no ha venido necesariamente acompañada de transferencias de tecnología y gestión (salvo en el caso de China) y de la participación de las empresas estatales en las actividades de refinación y comercialización (estaciones de servicio) de las compañías multinacionales en los países desarrollados, y esta situación llevaba a que subsistan focos de conflicto por desequilibrio de fuerzas.

Inclusive en varios países productores exportadores de América Latina (Venezuela, Ecuador, Bolivia) se había, entre los años 2005 a 2010 negociado con contratistas privados multinacionales la reconversión de concesiones o contratos especiales a otros más favorables para los países mencionados y Argentina nacionalizaba el 51 % de las acciones de su petrolera estatal

- x) Pero, por otra parte, el aporte de inversiones extranjeras (en aquellos países de OPEP donde operan empresas estatales), destinadas a exploración y desarrollo de yacimientos, podría ser otro foco de conflictos en el seno de esa organización especialmente en lo referente al cumplimiento de cuotas restrictivas de los niveles de producción, medidas incompatibles con la participación de empresas privadas en upstream. Venezuela fue un buen ejemplo de esta problemática hasta la asunción del presidente Chávez.

- xi) No puede dejar de mencionarse también la fusión entre empresas petroleras incluso entre las "Mayores", como ha sido el caso de la BP y AMOCO que luego absorbieron a ARCO, la de las soviéticas YUKOS y Sibneff y la de TOTAL – PETROFINA – ELF y la de Chevron-Texaco. Incluso en el 2009 la compra por la canadiense Suncor Energy por su competidora, también canadiense, PetroCanadá. Esta estrategia empresarial se da también en los países periféricos y se explica en la búsqueda de mayor eficiencia operativa para bajar costos y recuperar ganancias.

Si bien no se trata de una fusión entre empresas merece mencionarse el convenio, firmado en el mes de junio del año 2013, entre la estatal Rosneft, la mayor petrolera rusa, y su par china CNPC para suministrarle hidrocarburos durante los próximos 25 años a China. El acuerdo entre las dos potencias representa la extraordinaria cifra de US\$ 270 mil millones y estipula además una colaboración mutua en la explotación de yacimientos tanto de petróleo como de gas, que incluye el preciado sector ruso del Ártico.

- xii) La muy fuerte elevación de los precios del crudo producida desde el año 2005 y hasta el tercer trimestre del año 2008, provocada en gran medida por la especulación financiera con los papeles petroleros, fue sucedida por la brutal caída de los mismos desde esa

fecha y hasta el primer trimestre del año 2009, generada por la crisis económica mundial. Esta tendencia se volvió a revertir posteriormente y los precios a fines del año 2013 estaban en los niveles del año 2008 empujados esencialmente por China y otros países emergentes como India. A principios del año 2011, luego de la nueva y brusca tendencia decreciente, los valores (46 U\$S 2012 /bl) eran similares a, en moneda constante a los del año 2000 y el doble de los del año 1995.

xiii) El Petróleo y el Gas Natural "No Convencionales"

Algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables (entre 40 y 70 U\$S del 2013) El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra...) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial. Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del globo. Y también con casi 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés) considera las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más. Las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro. "El informe muestra un potencial significativo a escala internacional del petróleo y el gas no convencionales. Pero aún no está claro en qué medida los recursos técnicamente recuperables también son aprovechables en términos económicos", apunta Adam Sieminski, director de la EIA.

A estos valores habría que adicionar los cuantiosos recursos existentes en aguas profundas (más allá de los 400 metros de columna de agua) que igualarían al total de las reservas terrestres descubiertas entre 2005 y 2009, excluidos EEUU y Canadá, y las ubicadas más allá de los 1500 metros de columna de agua representarían la mitad de lo descubierto en el año 2010(IHS Cambridge Energy Research Associates).

xiv) Un nuevo mapa energético mundial

Las nuevas reservas pueden impulsar un giro en el statu quo de la energía mundial. Hoy por hoy, tan sólo Estados Unidos y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con volúmenes realmente comerciales. Y están llamados a ser protagonistas de este boom de los nuevos hidrocarburos. Estados Unidos parece que será el gran beneficiado. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ya pintó hace unos meses un nuevo escenario global en que gracias a sus reservas no

convencionales EEUU se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de gas natural y en 2017 también sería líder en producción de petróleo. Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio. La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75.000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58.000 millones) y a más distancia China (32.000 millones), Argentina (27.000 millones) y Libia (26.000 millones). Estos cinco países reúnen más del 60% de todas las reservas de shale oil del planeta.

La batalla por el liderazgo mundial del gas natural no convencional será mucho más apretada. Las estimaciones de la Administración de Información de Energía de EEUU reconoce a China como el país con mayores reservas de gas pizarra (con 1.115 billones de pies cúbicos), a la que seguirían Argentina (802) y Argelia (707). Los datos oficiales del Gobierno norteamericano contemplan que las reservas estadounidenses se quedan en los 665 billones de pies cúbicos de gas, lo que le dejaría en cuarta posición. Pero las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos hasta colocarlo en cabeza del ranking mundial. El grupo Advanced Resources International fija las reservas estadounidenses en los 1.161 billones de pies cúbicos, con lo que superaría a China como gran potencia del gas de esquisto.

De todas maneras otras opiniones, especialmente en Europa, y en algunos Estados de EEUU y Canadá, manifiestan inquietudes bien fundadas respecto de los negativos impactos ambientales de las explotaciones de estos hidrocarburos “No Convencionales”).

Finalmente, salvo en EEUU y Canadá, donde ya se están produciendo comercialmente, en los restantes países, las cifras suministradas se parecen más a Recursos que a Reservas, pues aún falta mucha tarea de exploración y comprobación del comportamiento, en régimen de explotación de estas estructuras.

- xv) En definitiva, salvo cambios tecnológicos espectaculares en la producción y/o utilización de otros energéticos (solar-pilas de combustible) que no se puede asegurar se efectivicen masivamente en los próximos 15 años, o una extracción masiva de los hidrocarburos no convencionales (Shale y crudos pesados), dejando de lado los negativos impactos ambientales, un escenario de precios estables del petróleo a largo plazo, sólo será posible si se logra una concertación entre los principales actores y fuerzas que se mueven en el mercado. Esto es la OPEP consolidada, la Agencia Internacional de Energía y las Multinacionales y dentro de ellas la subordinación de Arabia Saudita, EEUU y China al interés general, la superación de la crisis económica mundial actual. El cumplimiento conjunto de estas hipótesis no parece muy probable a principios del año 2015.

18.2 Los escenarios

A continuación se presentan, **conceptualmente**, tres escenarios posibles de evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional para el mediano y largo plazo, denominados: de disminución, de aumento y de estabilidad.

Luego en un Anexo se incluirá una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios “altos” y otra de precio “bajos”.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy).

18.2.1 Escenario de disminución de precios

Los factores que contribuirían a disminuir los precios del crudo serían los siguientes:

- i) No es cierto que se hayan agotado las posibilidades de encontrar petróleo barato y es aventurado afirmar que necesariamente los recursos no renovables deben producirse con costos crecientes. Por otra parte, el progreso tecnológico ha hecho bajar los costos en todos los eslabones de la cadena petrolera como lo demuestran las actividades costa afuera en el Mar del Norte y los costos de perforación de pozos en EEUU. Entre 1990 y 2002 dicha disminución se estima en un 30%. Por ejemplo en Irán se han descubierto en 2002 importantes yacimientos y en Irak quedan enormes reservas potenciales. Incluso en Brasil se anuncian descubrimientos importantes al menos, para los actuales valores de reservas comprobadas de este país, pero aún falta confirmar la magnitud de los mismos, ya que se encuentran debajo de un manto de sal y a más de 2000 metros de columna de agua. A esto habría que agregar los Hidrocarburos provenientes de las estructuras de Shale y Tigth “descubiertas” en la primera decena de años del siglo XXI.

De todas maneras en EEUU los costos de producción han aumentado durante los años 2000 y hasta el 2013. Incluso las cuencas que existen en el Mar Caspio (en áreas de Azerbaijan, Kazakhtan y Uzbekistan) tienen una magnitud tres veces y media mayor que las remanentes del mar del Norte.

- ii) Si se confirmase, no sólo la magnitud sino la viabilidad económica y ambiental de poner en producción sostenida las que se mencionan como cuantiosas “reservas” de shale y de Tigth oil, en especial en EEUU, este país dejaría de ser importador de petróleo en el mediano plazo e incluso algunos aventuran que podría exportar. En este caso de generaría una sobreoferta de petróleo, acentuada si con China ocurriera lo mismo, y quedaría Europa, Los “Tigres de Asia”, India y los países subdesarrollados importadores como principales demandantes. Esta situación debilitaría a OPEP como formador de precios y contribuiría a una tendencia a la baja de los precios del crudo.
- iii) Hoy el agotamiento inminente de las reservas petroleras no es sostenido seriamente por casi ningún analista (a nivel mundial durarían 53 años) y se incrementa cada vez más el porcentaje de recuperación del volumen in situ descubierto.
- iv) Desde el punto de vista de costos de producción por barril y por región según Morgan Stanley, Arabia del Sur produciría a U\$S 20/bpd y su producción llegaba hasta 10 millones de barriles por día. En el resto del Medio Oriente, el costo llegaba a U\$S 25/bpd, produciendo otros 15 millones de barriles por día. Rusia producía otros 10 mm de bpd a un costo que no superaría los U\$S 30/bpd. China aportaba otros 5 mm de barriles y Libia 1 mm de barriles por día y tampoco los costos llegaban para estos países a U\$S 30 /bpd. Entre África, Euroasia, Europa y otros países sudamericanos la producción llegaba a 20 millones de bpd a un costo de U\$S 55 el barril

En total hasta aquí unos 61 millones de bls por día (casi el 70 % de la producción mundial) a un costo inferior a los 55 U\$S el barril.

El petróleo esquistos de EEUU agregaba otros 10 millones de bpd más de producción y costaba entre U\$S 30 y 65/bpd, pero las empresas en EEUU dedicadas al petróleo de esquistos tenían deudas que superaban los U\$D 300 mil millones y si los precios llegaran a U\$S d 40 o 50/bpd comenzaría a operar por debajo de su

punto de equilibrio y no podrían p. Los costos de producción por barril en aguas profundas del Golfo de México, Angola, Brasil, etc., superaban los U\$S 70 y con esos costos se llegaba en el mundo a una producción de 90 millones de barriles diarios de petróleo, requerida para para satisfacer la demanda. Por lo tanto parecería que con precios inferiores 60 por barril la situación en el mediano plazo se volvería problemática y esto llevaba a algunos expertos a estimar que los precios debería mantenerse en niveles no inferiores a los 70- 80 U\$S del 2014 el barril (Fuente Morgan Stanley y Agencia Internacional de la Energía).

Los costos de producción por barril en aguas profundas del Golfo de México, Angola, Brasil, etc., superaban los U\$S 70 y con esos costos se llegaba en el mundo a una producción de 90 millones de barriles diarios de petróleo, requerida para para satisfacer la demanda. Por lo tanto parecería que con precios inferiores 60 por barril la situación en el mediano plazo se volvería problemática y esto llevaba a algunos expertos a estimar que los precios debería mantenerse en niveles no inferiores a los 70- 80 U\$S del 2014 el barril (Fuente Morgan Stanley y Agencia Internacional de la Energía).

El nivel de costos de extracción de la mayor parte de las reservas de petróleo es entonces relativamente bajo como para justificar aumentos desmedidos de precios.

- v) Tampoco parece probable una expansión de la economía y del comercio de los países desarrollados que implique un fuerte aumento en el consumo de petróleo (representan el 49,2% del total mundial y en los últimos diez años han disminuido el consumo de petróleo al 0,7% a a). Por otras razones (problemas de deuda externa e inestabilidad en el largo plazo en los precios de las materias primas, etc.) los países subdesarrollados (importadores .más OPEP) que en conjunto consumen el 24,2% del petróleo del mundo, difícilmente incrementen sustancialmente sus requerimientos del mismo, pese a que su tasa de expansión es casi 4 veces mayor a la de los desarrollados. La evolución del consumo de petróleo por regiones geoeconómicas en el período 2003 a 2013 indica lo siguiente:

Región geoeconómica	Tasa anual acumulativa 2003/2013
Mundo	1,30%
OCDE	-0,70%
Sudeste Asiático (*)	1,90%
Resto subdesarrollados	3,40%
China	6,40%
Europa Oriental	0,90%
CEI	1,80%

(*) Hong Kong, Malasia, Singapur, Corea del Sur, Taiwan y Tailandia.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2014.

Los países del Sudeste Asiático y Japón, es muy improbable retomen las altas tasas de crecimiento de los primeros años de la década del 90 y solo aparecen China e India, que en conjunto representan el 15,8% del consumo mundial, con tasas del 5,7% anual acumulativa (aa), entre 2003 y 2013.

- vi) La caída de los precios contará con el beneplácito de las compañías refinadoras de los países desarrollados que aumentarán sus márgenes en esta etapa de la actividad, ya que en general los precios de los derivados no acompañan en igual medida la baja en los precios del crudo.

- vii) La falta de acuerdo entre los países de OPEP que no estarían dispuestos a continuar perdiendo mercado a costa de los exportadores NO OPEP, además de estar acuciados por su deuda externa y déficit de balance comercial. Estas razones motivarían los incumplimientos de las cuotas de producción. La recuperación del aparato productivo en Irak y Libia las inversiones de empresas extranjeras en los países productores subdesarrollados también contribuirían a aumentar la oferta de crudo.
- viii) No se consideran viables, en este escenario, los acuerdos de producción entre 10 países de OPEP y de NO OPEP, e incluso podría generarse una posible guerra de precios.
- ix) Las medidas de protección del medio ambiente y la búsqueda de una menor dependencia petrolera por parte de los países importadores de la OCDE, impulsará políticas de ahorro de energía y sustitución y la continuidad de mejoras tecnológicas, que provocarán una caída del consumo o un descenso de la tasa de crecimiento del mismo.
- x) La estrategia de los países exportadores de no facilitar la penetración de nuevos energéticos sustitutos del petróleo y de crudos no convencionales que sí podría producirse con precios del crudo altos.

18.2.2 Escenario de aumento de precios

Los factores que contribuirían a aumentar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Las posibilidades de incrementar la producción de crudo en el futuro (después del 2014) dependen casi exclusivamente de los países de OPEP (especialmente los del Golfo Pérsico y con la incorporación de las reservas de crudos pesados de la Faja del Orinoco en Venezuela) y de los crudos pesados de Canadá y de los shale oil de EEUU, mientras que los otros países de la OCDE encuentran serias dificultades para no disminuir su producción. México, debido al crecimiento de su consumo y la falta de inversiones en exploración, tampoco parece muy probable pueda aumentar fuertemente sus exportaciones. Brasil puede incluso convertirse en exportador neto con las reservas de pre-salt.

Según La Agencia Internacional de Energía para satisfacer la demanda de petróleo entre el año 2012 y el año 2035 harían falta, según los Escenarios, cerca 8100 miles de millones de dólares del año 2012 un monto de inversiones que no podría obtenerse con los precios del crudo de principios del 2015 (45 U\$S 2012/bl), pero probablemente sí podría hacerse con los del año 2013 cercanos a los 100. Estos países aspiran a que los precios no bajen de 90 u\$S2012/bl para el crudo WTI.

Irán requeriría 250.000 10⁶U\$S por 20 años para desarrollar los yacimientos del Mar Caspio, o un equivalente de 20.000 a 30.000U\$S por barril de capacidad, hasta alcanzar los 5 10⁶bl/día de producción.

Irak requeriría entre 88 y 140 mil millones de dólares para alcanzar los 5 a 6 10⁶bl/día.

- ii) Las compañías multinacionales petroleras, que han ido perdiendo la propiedad de las Reservas y de la producción de crudo, están intensificando la formalización de contratos de exploración-producción en áreas de países subdesarrollados NO OPEP y en la CEI (ex-URSS).

Si los mismos resultaran exitosos comenzarían a producir dentro de 5 a 8 años con precios del crudo recuperados en moneda constante. De esta manera restablecerían el equilibrio entre la producción de petróleo propio y el requerido por sus refinerías. Pero lo anterior requiere inversiones que deben provenir del aumento de precios.

Por otra parte, algunas multinacionales como MOBIL y EXXON, aducían la imposibilidad de recortar más sus costos, como lo venían haciendo en los últimos diez años con costos medios de producción de 11,50 u\$s/bl para MOBIL y 7 u\$s/bl para EXXON.

En el año 2014 estos costos, en dólares corrientes por barril, eran de 32,31 para British Petroleum; 30,69 para Shell; 30,13 para Chevron y 23,20 para Exxon (Jason Kenny, analista del Banco Santander citado por Justin Scheck en su artículo "Las Petroleras privadas listas para una prueba de fuego tras la caída del crudo", aparecido en el Diario *Ámbito Financiero* del 29 de enero del 2015).

Esta situación las ha llevado a fusionarse entre sí para reducir costos y disponer de mayores montos para proyectos de inversión que los que podría obtener por sí solos.

También expresan que la competencia eliminó las ventajas tecnológicas y por eso el cambio hacia la concentración apareció como única salida.

- iii) China a través de sus empresas estatales está asociándose con países subdesarrollados con riqueza petrolera (dos ejemplos son Venezuela y Kazajistán) e incluso sus préstamos de divisas a mediano plazo tienen como garantía las reservas petroleras de estos países. Incluso puede llegar asociarse con Rusia.
- iv) Con precios bajos del petróleo se dificultan o desaparecen los incentivos para las inversiones en ahorro de energía y en sustitución del petróleo por otras fuentes, en especial las denominadas no convencionales (auto solar, fotovoltaica, eólica, bioenergías, hidrógeno, etc.).
- v) Los proyectos de Recuperación Secundaria y Asistida necesitan también precios superiores a los actuales.
- vi) La producción de una parte importante de la industria petrolera de EEUU y de Canadá (los no convencionales) se vería afectada, con precios en baja, y esto generaría presiones de un importante sector de la economía de EEUU. La nueva política energética de EEUU anunciada por Obama, requiere en una primera etapa precios altos del petróleo.

Algo similar puede suceder con algunos yacimientos del Golfo de México y con los Shale y con los pre-salt.

- vii) En el caso de que se decidiera la explotación intensiva de los yacimientos de shale y de Tight oil, se requerirían inversiones muy superiores a las que requieren las explotaciones de crudo convencional: Es que en los "no convencionales" la producción declina mucho más fuertemente, en consecuencia es necesario perforar más pozos, cuyo costo es casi 2 o 3 veces superior, así como son superiores los costos operativos, por ejemplo los gastos en energía para inyectar las soluciones de agua, arena y productos químicos, siempre con respecto a las explotaciones "convencionales". En consecuencia estas tecnologías requerirían precios más altos que los actuales.

- viii) El mercado petrolero de los países desarrollados tendería a expandirse nuevamente con bajos precios del crudo, como ocurrió con las naftas en EEUU en los años 2010 y esto repercutiría sobre la demanda elevando esos precios.
- ix) Los países de OPEP deberían consensuar su política de producción para mantener en el corto plazo el cumplimiento de las cuotas y convenir con los exportadores NO OPEP (México, Egipto, Noruega, Gran Bretaña y la CEI, especialmente) una regulación. Este escenario supone repetir el éxito de la estrategia implementada en este sentido en 1999 y su reiteración con la participación de Rusia en el 2008 -2009.
- x) Los proyectados impuestos a la emisión de CO₂ para atemperar el efecto invernadero previstos por la Unión Europea para fines del siglo pasado y que de tanto en tanto se reiteran. Si bien esto elevaría los precios al consumidor, la renta no sería apropiada por los productores y el efecto del menor consumo disminuiría posteriormente los precios.

18.2.3 Escenario de precios estables en el mediano y largo plazo

Los factores que contribuirían a estabilizar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Una amplia concertación entre los principales actores en juego: OCDE, OPEP, Multinacionales, Bancos y principales exportadores NO OPEP. Esto implicaría el consenso dentro de OPEP y la conformidad de Arabia Saudita, de igual manera que la de EEUU dentro de la OCDE. Después de la guerra de Irak en el 2003 y la situación en Medio Oriente, parecía más improbable que EEUU aceptara esta concertación, pero la crisis económica mundial puede cambiar esta actitud o morigerarla.

Esta concertación debería asegurar un nivel de precios razonables que asegure las inversiones: para ampliar la capacidad de producción (incluida la búsqueda de nuevas reservas) para aplicar medidas de conservación de energía, para morigerar el impacto ambiental, para mejorar las tecnologías que compensen por el lado de la disminución de costos el exceso en el aumento de precios, etc.

Los niveles de precios del año 2010 oscilante entre los 85-100 u\$s 2012/bl para el crudo WTI parecen adecuados.

Todo esto no podría alcanzarse si no se generaliza entre estos actores la distribución de la renta petrolera y se facilita el acceso de todos los países al abastecimiento petrolero.

- ii) Otro aspecto esencial sería **la eliminación de la especulación financiera** producida con el manejo de los papeles petroleros en los mercados bursátiles, que ha sido una causa no despreciable de la inestabilidad de precios en los últimos diez o veinte años. Un camino podría ser el establecimiento de un organismo mundial de control de los mercados que realizan transacciones con papeles petroleros, como el Nimex y similares, cosa que parece muy poco probable.
- iii) La próxima década parecería propicia para buscar entre todos los actores mencionados un nuevo orden petrolero, que sin dejar de lado la influencia del mercado, implique la cooperación entre las empresas y restantes actores. Esta cooperación debería permitir nuevas formas de asociación entre empresas estatales y compañías internacionales, donde éstas pongan su tecnología, su capacidad de gestión y parte del financiamiento y las empresas estatales conserven su soberanía sobre los recursos y la apropiación de la renta e incursionen también en las etapas de refinación, venta de derivados y

petroquímica en los países desarrollados, ya sea en acuerdo con las multinacionales o conformando empresas internacionales con otras empresas estatales.

Una condición necesaria para facilitar este camino será que las empresas estatales dejen de actuar como oficinas administrativas y recaudadoras de impuestos para los gobiernos y se conviertan en verdaderas empresas, con moderna capacidad de gestión, libertad de acción, rendición de cuentas de lo actuado a los organismos de control gubernamental, sin por eso descuidar o relegar el abastecimiento petrolero de sus propios países.

Como puede apreciarse una serie de condiciones que parecen muy difíciles de cumplir.

19. INGRESO ECONÓMICO Y FISCAL GENERADO EN TODAS LAS ETAPAS DE LA INDUSTRIA

A continuación se mostrará el valor del ingreso económico y fiscal generado en todas las etapas de la industria, y la apropiación del mismo por las compañías, los Gobiernos de los países productores y los Gobiernos de los países consumidores.

En el Cuadro Nº 34 se sintetiza la evolución del ingreso y su apropiación por parte de los Gobiernos de los países productores, de los Gobiernos de los países consumidores y de las Compañías, (Margen de la Industria) incluyendo los correspondientes costos entre junio 1973 y 2013. Así puede apreciarse que los países productores habían incrementado sus porcentajes de apropiación a costas principalmente de las compañías y en menor medida de los gobiernos de los países consumidores. Luego de la segunda crisis petrolera de los primeros años de la década de los 80, los gobiernos de los países consumidores, al menos los de la Unión Europea, recuperaban con creces su parte en el ingreso petrolero. Puede verse que la disminución de la carga impositiva baja en los años 2001 y 2002 la participación de los Países Consumidores en el ingreso bruto que vuelve a incrementarse en el 2003 y bajar fuertemente en el año 2004. Entre los años 2005 y 2007 el aumento de los precios del crudo y que no es seguido en igual proporción por las cargas impositivas de los países consumidores explica el cambio de participación a favor de los países productores. Entre 2008 y 2013, obviamente al subir los precios del crudo se incrementaba la participación de los países y viceversa. También se observaba que siempre los países consumidores, debido a las altas tasas que aplicaba a los combustibles. Absorbía la mayor parte del Ingreso bruto.

Si el análisis se hiciera para los Estados Unidos, la distribución, en 2013, sería la siguiente:

- Países productores y costos:	63,4%
- Compañías y costos:	14,2%
- Países consumidores:	<u>22,4,%</u>
TOTAL	153.4 (u\$/b)

Esto obedece a la mucha menor carga impositiva que tienen los productos petroleros en EEUU que en Europa, ejemplificada por Francia.

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 34. Evolución del Ingreso Petrolero (u\$/b)

	Junio 1973		Sept. 1974		Oct. 1975		Enero 1978		Abril 1979		Julio 1980		Abril 1983	
	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%
Países Productores y Costos	1.9	13	7.70	25	11.2	37	12.05	37	1284	35.5	26.46	46.3	25.7	47.8
Compañías y costos	5.20	32	8.96	29	5	16	5.37	16	6.62	18.3	13.79	24.2	10.5	19.5
Países consumidores	8.90	55	14.20	46	14.50	47	15.27	47	16.74	46.2	16.35	29.5	17.5	32.7
TOTAL	16.90	100	31	100	31	100	32.69	100	36.20	100	57.10	100	53.8	100
	Jul.1986(+)		1987(+)		1988(+)		1990(+)		1992(*)		1994(*)		1995(*)	
	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%
Países productores y costos	8.03	18.1	17.51	22	13.50	17	20.64	21	18.94	19.4	15.8	15.8	17.1	15.1
Compañías y costos	7.40	16.6	14.35	18	15.88	20	18.67	19	17.46	17.9	15.7	15.7	16.4	14.4
Países consumidores	29.10	65.3	47.76	60	50	63	58.99	60	61	62.7	68.6	68.6	80.1	70.5
TOTAL	44.53	100	79.60	100	79.4	100	98.3	100	97.40	100	100.1	100	113.6	100
	1996(*)		1997 (*)		1999 (*)		2001 (*)		2002 (*)		2003		2004	
	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%
Países productores y costos	20,8	17,2	19,0	17,4	17,6	17,0	24,2	22,5	24,6	22,6	28,8	25,6	37,6	30,8
Compañías y costos	16,4	13,6	15,4	14,1	13,2	12,8	23,6	15,3	19,8	18,2	14,7	13,1	15	12,3
Países consumidores	83,4	69,2	74,6	68,5	72,5	70,2	59,4	62,2	64,5	59,2	69,1	61,3	69,4	56,8
TOTAL	120,6	100	108,9	100	103,3	100	107,2	100	108,8	100	112,6	100	121,9	100

	2005(*)		2006 (*)		2007 (*)	
	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%
Países productores y costos	52,7	38,0	63,7	38,40	72	41,3
Compañías y costos	15,5	11,2	14,7	8,86	13	7,5
Países consumidores	70,4	50,8	87,5	52,74	89,4	51,3
TOTAL	138,6	100	165,9	100	174,4	100

	2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%	U\$/b	%
Países productores y costos	97,6	43,55	61,6	27,87	79,8	33,13	111,8	38,04	112	39,45	109,6	38,40
Compañías y costos	8	3,57	29	13,12	31,4	13,03	37,8	12,86	36,7	12,93	35	12,26
Países consumidores	118,5	52,88	130,4	59,00	129,7	53,84	144,3	49,10	135,2	47,62	140,8	49,33
TOTAL	224,1	100	221	100	240,9	100	293,9	100	283,9	100	285,4	100

(+) OPEC "Facts and Figures" 1986-1987-1988, 1991-My 1993 OPEC Bulletin corresponden a Francia.

(*) OPEC - Annual Statistical Bulletin 1992 a 2001 y 2013 válido para Francia como ejemplo.

20. INGRESOS PERCIBIDOS POR LOS PAÍSES EXPORTADORES DE OPEP Y LAS COMPAÑÍAS

Los ingresos percibidos por los gobiernos de los países productores-exportadores. Hasta la nacionalización en la década de los años 70 se basaban en la aplicación del impuesto a los beneficios netos de las empresas sobre el "precio FOB de lista", más las primas (por escasa cantidad de azufre, por fletes, por ajuste de la gravedad) menos las regalías debitadas como gastos.

Este impuesto a los beneficios oscilaba desde un 30% hasta el 55-60% en 1972.

Posteriormente se fueron elevando hasta alcanzar el 85% en la mayor parte de los países árabes. Donde la nacionalización se completaba llegaban al 100%. En este último caso las compañías recibían un pago en crudo o en moneda por el servicio prestado y los ingresos se refieren a los montos percibidos por las exportaciones de crudo y derivados.

En el Cuadro N° 35 se puede apreciar la evolución de los ingresos por exportaciones petroleras de los países de OPEP, así como el Balance de su comercio exterior, entre 1973 y 2001. En el Cuadro N° 35 se incluyen los valores entre el 2002 y el 2013.

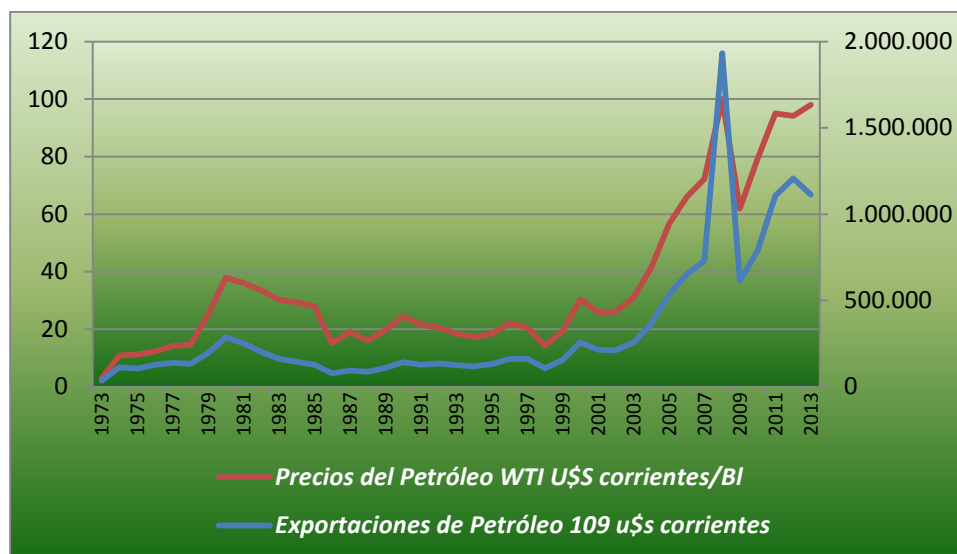
Los ingresos por exportaciones de petróleo de los países de OPEP, entre 1973 y 2013, fueron los siguientes (10⁹ u\$s corrientes) (ver Gráfico N° 29 que correlaciona estos ingresos con los Precios del Petróleo en moneda corriente).

1973	34.641	1994	118.698
1974	112.781	1995	132.133
1975	104.742	1996	160.624
1976	127.158	1997	163.600
1977	139.512	1998	107.353
1978	132.557	1999	154.750
1979	195.200	2000	258.117
1980	286.959	2001	215.457
1981	252.900	2002	211.950
1982	201.900	2003	258.156
1983	162.787	2004	364.792
1984	143.600	2005	535.631
1985	127.200	2006	650.258
1986	77.073	2007	731.101
1987	93.645	2008	1.931.796
1988	86.402	2009	611.591
1989	108.507	2010	792.195
1990	143.359	2011	1.107.716
1991	128.688	2012	1.207.909
1992	135.327	2013	1.112.085
1993	126.049		

Fuente: Annual Statistical Bulletin-OPEP., varios años

(ver Gráfico N° 29 que correlaciona estos ingresos con los Precios del Petróleo en moneda corriente).

Gráfico N° 29. Evolución de los Ingresos Petroleros de los países de OPEP(U\$S corrientes) y de los Precios del crudo WTI(U\$S corrientes /bl)



Fuentes: Exportaciones de Petróleo OPEC Annual Statistical Bulletin
Precios: BP Statistical Review of World Energy

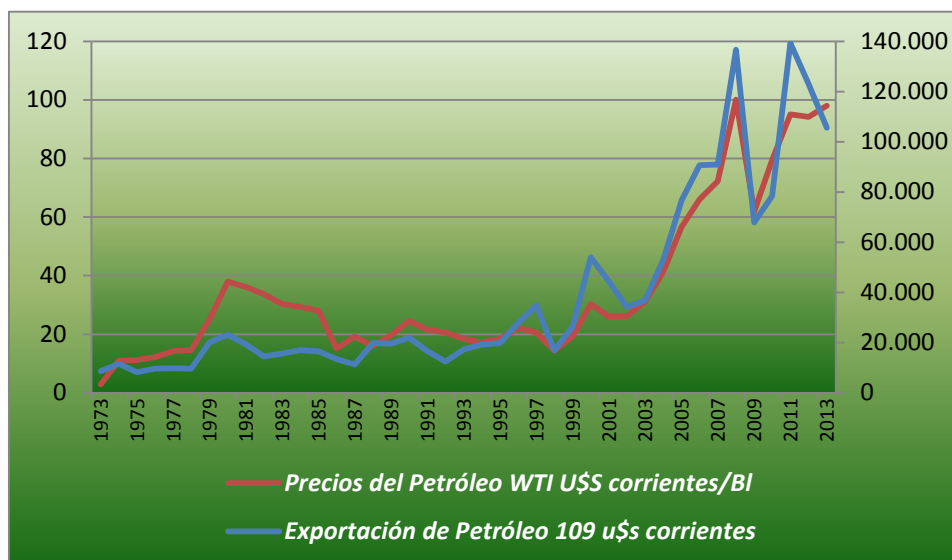
Por su parte, los ingresos netos de las cinco multinacionales mayores evolucionaban en igual período de la siguiente forma en 10^9 u\$S corrientes). Desde 1997 se refieren a: BPAMOCO; EXXONMOBIL; TOTAL FINAL ELF; ROYAL DUTCHSHELL Y CHEVRONTEXACO.

1973	8.665	1993	17.278
1974	11.610	1994	19.140
1975	8.295	1995	19.827
1976	9.628	1996	27.825
1977	9.803	1997	34.857
1978	9.648	1998	16.965
1979	20.097	1999	26.319
1980	23.162	2000	53.908
1981	19.300	2001	44.267
1982	14.500	2002	34.247
1983	15.660	2003	36.752
1984	17.080	2004	53.051
1985	16.546	2005	76.583
1986	13.512	2006	90.620
1987	11.323	2007	90.960
1988	19.866	2008	136.597
1989	19.632	2009	67.803
1990	22.014	2010	78.366
1991	16.614	2011	139.327
1992	12.397	2012	123.018
		2013	105.558

Fuente: "The Petroleum Economist" (varios números). Desde 1994 Annual Statistical Bulletin OPEP.

Ver Gráfico N° 30 que relaciona estos ingresos con los precios del Petróleo WTI, en ambos casos en moneda corriente

Gráfico N° 30. Evolución de los Ingresos Petroleros de las cinco multinacionales mayores (U\$S corrientes) y de los Precios del crudo WTI (U\$S corrientes /b)



Fuentes: Exportaciones de Petróleo OPEC Annual Statistical Bulletin
 Precios: BP Statistical Review of World Energy

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro N° 35 OPEP: exportaciones petroleras y balance comercial (10⁶ u\$s corr.)

	1973		1974		1975		1976		1977		1978		1980		1983		1986		1987		1988		1989	
	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC
Arabia S.	7657	5709	31163	28383	27885	23792	36314	27742	41114	26552	37769	19666	108174	78917	47815	8688	21190	4820	19271	2492	20206	1953	24096	7228
Kuwait	3033	2271	9292	8304	7886	6254	8952	6506	8819	4892	9493	5837	17678	13312	8720	3470	6200	1348	7520	2771	6839	1518	9306	5181
Qatar	601	423	1979	1745	1757	1395	2138	1380	1969	761	2293	1133	5428	4249	3112	1928	1460	504	1829	851	1709	943	1955	1360
Unión E.Arabes	1740	980	6306	4687	6727	4210	8238	5216	9098	4973	8584	3770	19496	12038	12577	5018	5840	-651	8665	5685	7352	3728	11300	7586
SUBTOTAL	13031	9383	48740	43119	44255	35651	55642	40844	61000	37178	58139	30406	150776	108516	72224	19104	34740	6021	37285	11799	36106	8142	46657	21355
Argelia	1523	-519	4267	440	4295	-1315	4841	-5	5536	-1313	5370	-1540	12647	3045	9765	857	3760	-2258	6057	1183	4988	468	7000	372
Irak	1836	1050	6505	4229	8177	4082	9144	4902	9507	6123	10851	7200	26296	12607	9650	-2255	6980	-1912	9416	2314	9312	-590	11876	1302
Libia	3456	1650	7125	4366	6035	2499	8298	5391	9749	5979	9490	5320	21396	15152	11080	3714	4700	423	7740	3708	6397	804	7500	3694
SUBTOTAL	6815	2181	17897	9035	18507	5266	22283	10288	24792	10789	25711	10980	60339	30804	30495	2316	15440	-3747	23213	7205	20697	682	26376	5368
Irán	5614	2799	20906	16142	19634	8959	22917	10624	23585	10495	21765	10254	13286	1860	19074	1243	6600	-2859	10117	1466	9210	788	10809	-1447
Venezuela	4328	2073	10313	6643	8324	2770	8763	1826	9110	-805	8652	-1528	18248	7394	13839	4908	6713	541	9054	995	8158	-2380	10001	5741
Ecuador	192	-45	527	4	516	-46	565	134	484	-316	523	-136	1563	228	1473	758	983	368						
SUBTOTAL	4520	2028	10840	6647	8840	2724	9328	1960	9594	-1121	9175	-1664	33097	9482	34386	6909	14296	-1950	19171	2461	17368	-1592	20810	4294
Gabón	169	220	654	434	781	497	895	634	860	612	830	575	1876	1857	989	848	326	896	554	779	405	1200	831	
Indonesia	1609	482	5211	3584	5311	2333	6004	2874	7298	4623	7438	4953	15595	13116	13475	5214	5451	4100	5919	4766	5185	5970	6059	5716
Nigeria	2883	1604	8533	6454	7414	1956	10089	2557	12383	2136	9499	-1587	25277	9286	10762	3136	6300	820	7161	3125	6267	1831	7470	3684
SUBTOTAL	4661	2306	14398	10472	13506	4786	16988	6065	20541	7371	17767	3941	42748	24259	25684	9339	12599	5246	13976	8445	12231	8206	14729	10231
TOTAL	34641	18697	112781	85415	104742	57386	127158	69781	139512	64712	132557	53917	286960	173061	162789	37668	77075	5570	93645	29910	86402	15438	108572	41248

	1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001	
	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	X	BC	X	BC	X	BC	X	BC
Arabia S.	40128	20348	43656	18718	47560	17440	41353	12569	37530	12718	42502	22734	50046	20871	53344	32000	32570	8809	44939	22750	70960	47345	62981	41809
Kuwait	6386	3082	875	-3886	6224	-811	9986	2917	10396	4579	12217	5897	14099	7261	13468	5978	8472	935	11026	4601	18184	12267	14975	8472
Qatar	2960	1834	2187	1466	3200	1756	2594	1529	2419	472	2987	1265	3801	1629	4655	2182	3357	1621	4775	4713	7834	8336	6964	7222
Unión.Arabes	15600	12306	14765	10646	14490	3683	13546	1239	12200	2	12349	-2457	14980	2042	15269	4068	11131	6022	15021	859	26148	3123	22414	2383
SUBTOTAL	65074	37570	61483	26944	71474	22068	67479	18254	62545	17771	70055	27439	82926	31803	86736	44228	55530	17387	75761	32923	123126	71071	107334	59886
Argelia	8854	2278	9590	3165	8167	1862	7980	1529	6361	-2269	7008	386	9164	3740	8352	5150	5691	1250	7556	3358	12920	11550	11790	9192
Irak	9463	3180	380	53	326	-76	364	-1056	328	-601	461	-41	680	-200	4280	602	5111	1100	12104	5900	18150	9450	12676	4905
Libia	9800	5437	10025	4116	9200	2984	7607	808	7141	1204	7763	3068	9543	4896	8905	3533	5612	1193	7734	4086	12230	4987	10880	2463
SUBTOTAL	28117	10895	19995	7334	17693	4770	15951	1281	13830	-1666	15232	3413	19387	8436	21537	9285	16414	3543	27394	13344	43300	25987	35346	16560
Irán	14567	-398	15280	-5772	15700	-7231	14241	-3185	15068	4219	14944	5557	17660	8078	15553	4258	10048	(1168)	16098	7597	25443	13138	21420	5871
Venezuela	13953	10815	12305	4158	11208	612	10565	3236	10343	7151	13737	6549	18520	10255	18140	7017	12007	1375	16465	6126	26755	15589	20300	9387
Ecuador																								
SUBTOTAL	28520	10417	27585	-1614	26908	-6619	24806	51	25411	11370	28681	12106	36180	18333	33693	11275	22055	207	32563	13723	52198	28727	41720	15258
Gabón	1967	1604	1740	1675	1712	1152	1506	997	1668	977														
Indonesia	6481	3837	5745	3674	5850	6718	5283	9707	5219	4843	6441	4499	7243	6885	7243	11764	4600	21510	6580	24661	10935	28609	8944	25878
Nigeria	13200	8043	12150	3233	11690	3767	11024	2141	10025	3177	11724	5185	14888	7760	14391	5706	8754	644	12453	5268	20040	12254	17188	11127
SUBTOTAL	21648	13484	19635	8582	19252	11637	17813	12845	16912	8997	18165	9684	22131	14645	21634	17470	13354	22154	19033	29929	30975	40863	26132	37005
TOTAL	143359	72366	128698	41246	135327	31856	126049	32431	118698	36472	132133	52642	160624	73217	163600	82258	107353	43291	154750	89919	249599	166648	210531	128709

Análisis del Mercado Petrolero Mundial

Cuadro Nº 35
(Continuación)

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC
Arabia S.	63815	40174	82271	56330	106189	66092	161784	121119	188468	145065	206480	141954
Kuwait	14060	6351	19005	9690	26363	16724	42441	27523	53178	41306	60019	42027
Qatar	6885	6926	8814	8296	11694	10120	17185	15278	24290	17610	27801	15910
Unión Emiratos Arabes	21768	9511	25153	13871	38099	19399	49900	24303	69810	41503	74552	29624
SUBTOTAL	106528	62962	135243	88187	182345	112335	271310	188223	335746	245484	368852	229515
Libia	10482	5976	13567	7909	18653	12604	28300	17697	36950	24244	39800	24413
Argelia	12370	7398	16467	11189	23062	13364	32882	24913	38342	31881	44250	33765
SUBTOTAL	22852	13374	30034	19098	41715	25968	61182	42610	75292	56125	84050	58178
Irán	19219	7002	26124	6112	34289	9756	53219	19043	59131	26245	64901	29172
Venezuela	20337	12857	18756	17872	29379	21200	39072	32023	48391	32712	52119	25071
Ecuador					4235		5870	532	7544	1448	8279	1266
SUBTOTAL	39556	19859	44880	23984	63668	30956	98161	51598	115066	60405	125299	55509
Indonesia	8583	23513	9685	24563	11191	21231	15186	16771	15330	23153	15700	25640
Nigeria	17083	11026	22184	9174	32337	15898	47642	24535	52523	24574	57900	23472
Angola					12579		22700	15756	28800	20262	42000	27770
SUBTOTAL	25666	34539	31869	33737	43528	37129	85528	57062	96653	67989	115600	76882
Irak	12593	3959	7519	158	17751	-1324	19050	1025	27500	6932	37300	13300
TOTAL	207195	134693	249545	165164	349007	205064	535231	340518	650257	436935	731101	433384

	2008		2009		2010		211		2012		2013	
	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC	XP	BC
Arabia S.	313481	101454	212027	192298	95544	96754	251143	106863	144280	364693	131573	233120
Kuwait	87446	24872	62574	53973	19891	34082	66534	22660	43874	102055	25144	76911
Qatar	67307	25135	42172	46840	24922	21918	72954	23240	49714	112912	22333	90579
Unión Emiratos Arabes	239213	200327	38886	191802	170121	21681	213539	187001	26538	302036	229932	72104
SUBTOTAL	707447	351788	355659	484913	310478	174435	604170	339764	264406	881696	408982	472714
Libia	62953	21199	41754	36951	21940	15011	48672	25167	23505	19060	11200	7860
Argelia	82035	49096	32939	48542	49340	-798	61971	50652	11319	77198	57275	19923
SUBTOTAL	144988	70295	74693	85493	71280	14213	110643	75819	34824	96258	68475	27783
Irán	101289	70175	31114	88326	69247	19079	112788	75458	37330	144874	77805	67069
Venezuela	95021	50971	44050	57603	44930	12673	65745	42127	23618	92811	51408	41403
Ecuador	18818	17912	906	14412	14268	144	18137	19641	-1504	23082	23243	-161
SUBTOTAL	215128	139058	76070	160341	128445	31896	196670	137226	59444	260767	152456	108311
Nigeria	80719	27830	52889	56789	34647	22142	78532	51088	27444	93267	67094	26173
Angola	63914	20982	42932	40828	22660	18168	50595	16667	33928	67310	20228	47082
SUBTOTAL	144633	48812	95821	97617	57307	40310	129127	67755	61372	160577	87322	73255
Irak	63726	35011	28715	39430	35285	4145	51764	37328	14436	79681	40633	39048
TOTAL	1275922	644964	630958	867794	602795	264999	1092374	657892	434482	1478979	757868	721111

Fuente: "Annual Statistical Bulletin", OPEP.

Puede apreciarse como luego del salto impresionante de 1973 a 1974, el Balance Comercial de los países de la OPEP, se hace menor a partir de 1974 (algunos países como Argelia, Nigeria, Venezuela y Ecuador, llegan a presentar incluso déficits). Igual observación se deduce con relación a los ingresos netos de las multinacionales.

A fines de 1978, ocurre la revolución Iraní y en 1979 se genera la estampida de precios en el mercado spot, la desunificación de los precios en OPEP y aumenta significativamente las ganancias de las multinacionales y los ingresos de OPEP.

A mediados de 1980, comienzan a caer los precios spot, a disminuir las ganancias de ambos entes y se desata la guerra de Irán e Irak. Luego en la década del 90 mejoraron los ingresos por exportaciones. En los años 2001 y 2002 caen y luego alcanzan su pico máximo en el año 2008 por mayor demanda y mejores precios.

También el Cuadro N° 35 permite apreciar el impacto de la ocupación de Irak y de la caída de Gadaffi en Libia.

Tanto OPEP como las multinacionales mayores habían reducido significativamente sus ingresos en 1998, estimados entre un 30% y 40%.

En el Cuadro N° 36 se incluye el Balance en cuenta corriente de los Países de OPEP, es decir incluyendo los servicios y transferencias de capital, entre 1973 y 2013, notándose la recuperación en 1996 y 1997 luego de cinco años seguidos de déficit.

Posteriormente, los bajos precios del petróleo en 1998 y su recuperación entre 1999 y 2013, explican los valores negativos y altamente positivos

La evolución del Balance de Pagos de la OPEP entre 1960 y 1991, (ya que no se dispone de datos para años posteriores) se puede apreciar en las cifras que se incluyen a continuación:

Año	10 ⁹ u\$s
60	1,0
70	2,0
74	67,7
75	35,0
76	37,7
78	6,6
79	65,0
80	109,3
81	55,0
82	(17,3)
83	(20,7)
84	(6,8)
85	7,7
86	(19,9)
87	(4,1)
88	(17,1)
89	4,3
90	13,8
91	(37,5)

Cuadro N° 36. Países OPEP – Balance en cuenta corriente
10⁹ u\$s

	1973	1974	1976	1978	1979	1980	1983	1986	1987	1988	1989	1990
(a)	0,095	11,7	-1,9	-14,4	1,62	13,4	-6,3	-9,8	-3,9	-10,1	0,9	11,9
(b)	1	17,6	13	5	26,9	21,3	-2,5	-8,3	-0,8	-3,8	1,6	2,4
(c)	5,71	37,9	26,2	7,2	31	69,7	-5,5	-3,3	-1,7	-0,1	4,3	5,7
TOTAL	6,8	67,2	37,3	-2,2	59,5	104,4	-14,3	-21,4	-6,4	-13,8	6,8	20,0

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
(a)	1,3	-3,3	-3	1,46	-10,7	0,81	5,08	-4,32	10,15	33,05	18,56	20,405	34,786	37,919
(b)	-8,1	-10	-1,4	-1,58	4,75	5,72	1,12	-1,36	10,60	20,20	7,57	3,707	6,684	14,367
(c)	-52	-14,2	-10,4	-2,91	-1,38	10,83	9,58	-14,3	8,14	46,72	40,38	22,661	49,187	84,111
TOTAL	-58,8	-27,5	-14,8	-3,0	-7,33	17,35	15,78	-19,98	28,89	99,97	66,51	46,773	90,657	136,397

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
(a)	74,777	89,254	98,959	106953	9357	41441	67677	53901	36130
(b)	33,276	49,916	50,268	92762	17683	49714	88920	82511	58302
(c)	156,148	193,67	185,057	241505	62878	134721	328557	372499	323292
TOTAL	264,201	332,84	334,284	441220	89918	225876	485154	508911	417724

(a) Nigeria; Argelia, Gabon: Venezuela; Ecuador e Indonesia; (b) Irak; Libia; Irán; (c) Arabia; Kuwait; Unión Emiratos; Qatar. Desde 1987 no se incluye a Ecuador y desde 1995 no se incluye a Gabón. A partir de 2005 se incluye a Ecuador y Angola. Fuente: "OPEC Annual Statistical Bulletin": varios números.

El destino de los excedentes generados por las exportaciones petroleras de OPEP ente 1974 y 1979 habría sido el siguiente, según el Bank of England.

10⁹ U\$S

Año	1974	1976	1978	1979*	Acumulado 73-83(%)
Depósito en Bancos	28,6	12,0	3,9	37,3	37,0
Seguridad	9,1	2,2	-2,6	2,6	13,0
FMI y BIRD	3,5	2,0	0,1	-2,0	
Países en desarrollo	4,9	6,4	6,2	6,9	15%
Otros	9,0	16,0	11,2	34,2	15,0
Total	55,1	38,6	18,8	79,0	351.10⁹ u\$s

La caída de los ingresos por exportaciones de petróleo de los países de OPEP y de los ingresos netos de las multinacionales a partir de 1980 y hasta 1998, ponía de manifiesto la pérdida de importancia de este energético en las transacciones del comercio mundial de bienes que del 26% que representaba en 1981, descendía al 10% en 1996.

Incluso la mayor parte de los países de OPEP mostraba desde 1983 y hasta 1998 déficits en sus Balances de Pago en cuenta corriente y una aceleración en su endeudamiento externo.

La crisis del Golfo de 1990 provocó en ese año un incremento en los ingresos por exportaciones de crudo de todos los países de OPEP (excepto Irak y Kuwait en el corto plazo) y de las multinacionales petroleras, que continuó en 1996 y 1997.

Luego la estrategia de OPEP y otros países NO OPEP (México; Noruega y Rusia) más la inestabilidad en Medio Oriente explican en parte la recuperación de 1999 al 2001 y en 2004.

Los Excedente creciente de los años 2005 a 2007, que se acrecentaron entre los años 2008 a 2013 se deben al aumento de los precios del crudo y en menor medida de la demanda.

La pregunta surge inmediatamente: ¿qué hicieron estos países con los excedentes que obtuvieron entre 1974 y 1983 y entre el 2008 y el 2013?

Algunos países como Kuwait, los colocaron en el sistema financiero (los petrodólares); otros adquirieron armamento (Irán - Arabia Saudita - Irak), unos pocos intentaron una diversificación productiva (Argelia) u obras de infraestructura y una buena parte parecería que los despilfarró en importaciones suntuarias o en colocaciones en el exterior.

Entre los años 2005 y 2007 los ingresos por exportaciones de petróleo de los países de OPEP habrían alcanzado a un acumulado cercano a los 1967000 millones de dólares, aproximadamente, en moneda constante casi el doble de los percibidos entre 1973 y 1983 y entre los años 2008 y 2013 de 5689264 millones de dólares constantes del año 2012

Parecería que salvo en países como Nigeria, donde los niveles de corrupción son muy altos, estos ingresos estarían siendo utilizados por ejemplo por Dubai para incrementar su infraestructura turística, por Venezuela para exportar a los restantes países de América Latina importadores su revolución bolivariana (ha formalizado acuerdos de precios diferenciales para los países de Centro América, Caribe, Paraguay y Uruguay), por Irán para desarrollar su energía nuclear y disminuir el nivel de pobreza de su población ; por Arabia Saudita para reducir su deuda externa. Para constituir Los Fondos Soberanos (cerca de 2300 miles de millones de dólares), provenientes de, Kuwait, Abu Dhabi; Arabia Saudita; Libia; Argelia; Kazakhastan; Irán; Nigeria; Omán Angola, que luego se vuelcan a los mercados de los Países Desarrollados.

De todas maneras es muy difícil que una oportunidad como la que tuvieron en la década de los años 70 y entre los años 2008 y 2013 se repita, pero la enseñanza es que ningún país se desarrolla, o beneficia a su pueblo, exportando materias primas.

Esta dependencia de casi un solo producto de exportación se ponía de manifiesto casi dramáticamente a fines del 2014 cuando la abrupta caída en los precios del petróleo afectaba seriamente a todos los países de OPEP (salvo Arabia Saudita, Emiratos y Kuwait), a Rusia y Venezuela.

Quizá el ejemplo a imitar debió haber sido el de Noruega que creó un fondo con los cuantiosos ingresos petroleros de sus exportaciones preparándose para resistir este tipo de colapsos y diversificar su estructura productiva.

ANEXO. ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO PARA EL PERÍODO 2015 -2040

1. PRECIOS INTERNACIONALES PETRÓLEO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS 2015-2040

Aquí se realiza una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios de “ALTOS” y otra de precio “Bajos”

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy) La metodología se ejemplifica, en parte, con el Escenario de “Máxima”

1.1. Datos

Fuente: BP AMOCO STATISTICAL REVIEW of world energy: Chasse Manhattan Bank, Petroleum Economist y Oil and Gas Journal.

1.1.1. Evolución de Inversiones en Exploración y Desarrollo del Mundo: Período 1982-2014

Cuadro 1.1.1

Año	Inversiones Mundo Estimadas: 10 ⁹ u\$s2012	Año	Inversiones Mundo Estimadas: 10 ⁹ u\$s2012
1982	149,52	1999	79,88
1983	120,85	2000	173,49
1984	126,7	2001	227,52
1985	107,82	2002	194,19
1986	88,83	2003	229,53
1987	83,59	2004	261,35
1988	77,54	2005	247,45
1989	81,22	2006	310,6
1990	95,86	2007	327,44
1991	108,11	2008	355,39
1992	95,98	2009	392,88
1993	95,98	2010	453,09
1994	115,8	2011	350,33
1995	132,31	2012	371,4
1996	136,57	2013	320
1997	138,68	2014	378
1998	114,29	Acumulado 1982-2014	1869,65

Fuentes:

- 1982-2007: En base a Lehman Brothers: July 2, Diciembre 2007 varios número de Oil and Gas Journal.
- 2008: Estimado
- 2009-2010: Oil & gas Journal mar 7 2011
- 2011-2012: World Energy Outlook 2012, suponiendo el 60% sea para petróleo y el 40% para Gas Natural
- 2013 World Energy Investment outlook IEA 2014
- 2014 Estimado
- Los valores en U\$S 2012 se calcularon en base al Índice de Precios al Consumidor de EEUU.

1.1.2. Evolución de Producción del Mundo entre 1982 y 2014 (10⁶ bls/día)

Cuadro 1.1. 2
Evolución de Producción del Mundo entre 1982 y 2014 (10⁶ bls/día)

Año	10 ⁶ bls/día
1982	57
1983	53,41
1984	57,69
1985	57,44
1986	60,56
1987	60,7
1988	63,24
1989	64,18
1990	65,68
1991	65,26
1992	65,7
1993	65,92
1994	67,12
1995	68,1
1996	69,9
1997	72,23
1998	73,58
1999	72,37
2000	74,91
2001	74,77
2002	74,5
2003	77,6
2004	81
2005	82,1
2006	82,6
2007	82,4
2008	82,9
2009	81,3
2010	83,3
2011	84,05
2012	86,3
2013	86,8
2014	88,3
Acumulado 1982 a 2014	2382,91

Fuente: BP Statistical Review.
2014: Oil Market Report Diciembre 2014 EIA

1.1.3. Evolución de los precios del crudo (WTI) entre 1982 y 2014 (U\$S 2012/bl)

Cuadro 1.1.3
Evolución de los precios del crudo (WTI) entre 1982 y 2014 (U\$S 2012/bl)

Año	Precio WTI (U\$S Corrientes/bl)	Indice Precios al Consumidor EEUU	PRECIO WTI FOB
		Base 2012=100	U\$S 2012/bl.
1982	33,65	42,05	80,02
1983	30,3	43,41	69,81
1984	29,39	45,28	64,91
1985	27,98	46,89	59,67
1986	15,1	47,76	31,61
1987	19,18	49,51	38,74
1988	15,97	51,55	30,98
1989	19,68	54,04	36,42
1990	24,5	56,96	43,01
1991	21,54	59,36	36,29
1992	20,57	61,14	33,64
1993	18,45	62,97	29,30
1994	17,21	64,58	26,65
1995	18,42	66,42	27,73
1996	22,16	68,38	32,41
1997	20,61	69,95	29,47
1998	14,39	71,03	20,26
1999	19,31	72,60	26,60
2000	30,37	75,04	40,47
2001	25,93	77,18	33,60
2002	26,16	78,40	33,37
2003	31,07	80,19	38,75
2004	41,49	82,32	50,40
2005	56,59	85,11	66,49
2006	66,02	87,86	75,15
2007	72,2	90,36	79,90
2008	100,06	93,79	106,68
2009	61,92	93,41	66,29
2010	79,45	94,90	83,72
2011	95,04	97,95	97,03
2012	94,13	100,00	94,13
2013	97,99	101,47	96,57
2014	92,3	102,81	89,78

Fuente: BP Statistical Review: Precios corrientes y Bureau of Labor Statistics: Indice Precios Consumidor, Washington, DC.

El precio medio para el período 1982 – 2014 se calcula ponderando por la producción de cada año

$$\text{Precio Medio} \sum_{1982}^{2014} = 55,40 \text{ u\$s } 2014/bl$$

1.2. Proyecciones de la Producción Mundial de Petróleo

En base a una estimación para el 2014 y considerando los valores adoptados de World Energy Outlook, IEA, 2014, se calculan las proyecciones para los dos escenarios.

1.2.1. De la Producción Mundial de Petróleo entre 2015 y 2040 (10^6 bl/día) Escenario de “Máxima”

Cuadro 1.2.1

De la Producción Mundial de Petróleo entre 2015 y 2040 (10^6 bl/día) Escenario de “Máxima”

Año	10^6 bl/día
2015	89,3
2016	90,46
2017	91,64
2018	92,83
2019	94,03
2020	95,26
2021	96,09
2022	96,92
2023	97,77
2024	98,62
2025	99,47
2026	100,34
2027	101,21
2028	102,09
2029	102,98
2030	103,88
2031	104,78
2032	105,69
2033	106,61
2034	107,54
2035	108,47
2036	109,42
2037	110,37
2038	111,33
2039	112,30
2040	113,28
Acumulado 2015-2040	2642,7

Fuentes:

- 2015 estimación AIE
- Años 2016 a 2020 usando la tasa de crecimiento del Escenario Política corriente del World Energy Outlook 2014 IEA, Escenario Nueva Política página 115.
- Años 2021 a 2040 usando la tasa de crecimiento del Escenario Política corriente del World Energy Outlook 2014 IEA, Escenario Nueva Política página 115.

1.2.2. De la producción mundial de petróleo entre 2015 y 2040 (10^6 bl/día) Escenario de “Mínima”

Cuadro 1.2.2
De la producción mundial de petróleo entre 2013 y 2035 (106 bl/día) Escenario de “Mínima”

Año	10⁶ bl/día
2015	89,3
2016	90,419822
2017	90,360884
2018	90,301946
2019	90,243008
2020	89,88938
2021	89,771504
2022	89,653628
2023	89,535752
2024	89,417876
2025	89,358938
2026	89,653628
2027	89,535752
2028	89,417876
2029	89,358938
2030	88,407
2031	87,514
2032	86,621
2033	85,728
2034	84,835
2035	83,942
2036	83,049
2037	82,156
2038	81,263
2039	80,37
2040	79,477
Acumulado 2015-2040	2269,6

Fuentes

- 2015 estimación AIE
- Años 2016 a 2020 usando la tasa de crecimiento del Escenario 450 atemperado del World Energy Outlook 2014 IEA, Escenario Nueva Política página 115.
- Años 2021 a 2040 usando la tasa de crecimiento del Escenario 450 atemperado del World Energy Outlook 2014 IEA, Escenario Nueva Política página 115.

1.2.3. Datos de Inversión en Exploración y Desarrollo 2015-2040:

En base a estimaciones de World Energy Investment Outlook, IEA, 2014 para escenario de máxima y Estimaciones propias para el Escenario de mínima

- Escenario de “Máxima” : 13456 10⁹ u\$s 2012
- Escenario de “Mínima”: 6215 10⁹ u\$s 2012

1.3. Valor histórico de la Inversión en Exploración y Desarrollo para crear la Capacidad de Producción Mundial entre 1982 y 2014

q_0 : capacidad ociosa al 31/12/14
 q_{TM} : Capacidad total media
 q_e : Capacidad neta
 q_d : Capacidad a reponer
 q_e : $88,30 \cdot 10^6 \text{ bl/día} - 57,0 \cdot 10^6 \text{ bl/día} = 31,3 \cdot 10^6 \text{ bl/día}$
 q_0 : $3,45 \cdot 10^6 \text{ bl/día}$
 q_{et} : $q_e + q_0 = 31,3 + 3,45 = 34,75 \cdot 10^6 \text{ bl/día}$
 Hipótesis de Declinación: 10% a.a.

$$q^d : 0,01 \sum_{1982}^{2014} 0,01 \times 2382,91 \cdot 10^6 \text{ bl/día} = 238,29 \cdot 10^6 \text{ bl/día}$$

$$q_{TM} : q_{et} + q_d = 34,75 + 238,29 = 273,04 \cdot 10^6 \text{ bl/día}$$

- Inversión Mundial acumulada:1982-2014

$$6542,19 \cdot 10^9 \text{ us\$2012 en 33 años}$$

- Inversión histórica para crear un barril día de capacidad de producción

$$\frac{6542,19 \cdot 10^9 \text{ us\$2012}}{273,04 \cdot 10^6 \text{ bl/día}} = 23961, \text{ us\$2012/bl-día}$$

con 10% aa de declinación

1.4 Hacer lo mismo para la proyección que en 1.3. Obtener la inversión proyectada por bl día de capacidad para, por ejemplo, 5% de Declinación de la Producción, se supone un fuerte esfuerzo de recuperación de la capacidad de los pozos.

Tener en cuenta que el Mundo tiene $3,45 \cdot 10^6$ bl/día de capacidad ociosa de producción al 31/12/2014.

1.5. Comparar las (Inversiones/bl-día) históricas y las Proyectadas y eso dará el incremento de dichas inversiones entre el futuro y el pasado.

1.6. Este mismo incremento debería aplicarse al precio medio histórico (55,4 u\$s 2012/bl) y así se obtendría el precio medio para el período 2015-2040. Este valor medio futuro del precio, oscilaría entre 89,78 u\$s 2012/bl de 2014 y un precio X en el año 2040, tal que el promedio sea el valor medio futuro del precio calculado.

1.7. Los valores se calcularán para los años 2015 a 2040 Se estima en 55 u\$s2012/bl para el año 2015 Los valores de precios calculados serán FOB.

1.8. Esquema de Cálculo

- a) Para el precio medio histórico

Precio Medio Histórico = P_{mh}

$$\sum_{1982}^{2014} P_{ih} \times Q_{ih} = \text{Ingreso de la Producción Histórica}$$

$$\sum_{1982}^{2014} Q_{ih} = \text{Producción Acumulada}$$

$$(1) P_{mh} = \frac{\sum_{1982}^{2007} P_{ih} Q_{ih}}{\sum_{1982}^{2007} Q_{ih}}$$

b) Para calcular el precio medio futuro

Precio Medio Futuro = P_{mf}

$$\sum_{2015}^{2040} Q_{if} = \text{Producción Acumulada Futura}$$

$$\sum_{2015}^{2040} P_{if} \times Q_{if} = \text{Ingreso de la Producción Futura}$$

$$(2) P_{mf} = P_{mh} \times f$$

$$(3) f = \text{factor} = \frac{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad}}{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad histórica}}$$

Cuando:

$$(4) P_{mf} \times \sum_{2015}^{2040} Q_{if} = \sum_{2015}^{2040} P_{if} \cdot Q_{if}$$

Donde P_{mf} es el calculado en (2).

P_{if} : es la serie de precios incógnita entre el 2013 y el 2040.

$\sum_{2015}^{2040} Q_{if}$: es la producción acumulada futura, que es un dato sugerido.

$\sum_{2015}^{2040} P_{if} \cdot Q_{if}$: es el ingreso calculado de la producción futura conocida con los precios P_{if} desconocidos.

Es decir es una ecuación con 24 incógnitas (los valores de P_{if}) que se calcula por tanteo ya que se fijan los valores del año 2015.

En el Cuadro N° 1.8.1 y Gráfico N° 1.8.1 se muestran los Resultados de la Simulación para El Escenario de Precios “Altos”

En el Cuadro N° 1.8.2 y Gráfico N° 1.8.1 se muestran los Resultados de la Simulación para El Escenario de Precios “Bajos”

Cuadro N° 1.8.1
Evolución Precios Crudo WTI 2015-2040:
Escenario Alto
(U\$S2012/bl)

AÑO	PRECIO WTI U\$S 2012/bl.
2015	55,00
2016	58,00
2017	70,00
2018	90,00
2019	91,80
2020	93,64
2021	94,57
2022	95,38
2023	96,19
2024	96,96
2025	97,73
2026	98,51
2027	99,30
2028	100,10
2029	100,90
2030	101,70
2031	102,52
2032	103,34
2033	104,16
2034	105,00
2035	105,84
2036	106,68
2037	107,54
2038	108,40
2039	109,27
2040	110,14

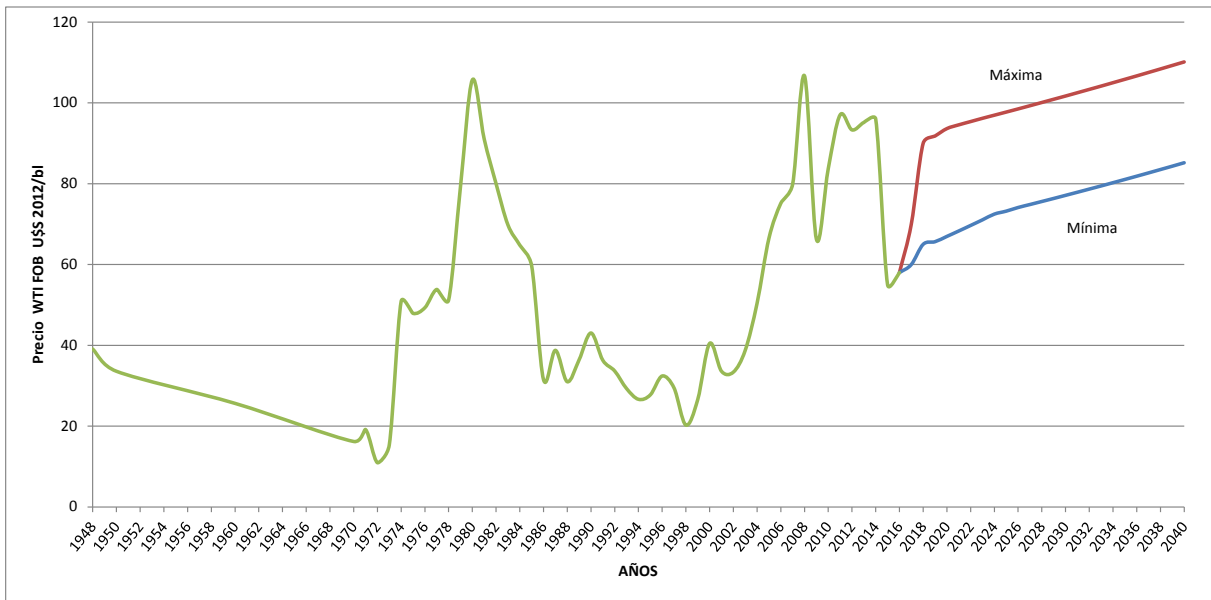
Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 1.8.2
Evolución Precios Crudo WTI 2015-2040:
Escenario Bajo
(U\$S2012/bl)

AÑO	PRECIO WTI U\$S 2012/bl.
2015	55,00
2016	58,00
2017	60,00
2018	65,00
2019	65,65
2020	66,96
2021	68,30
2022	69,67
2023	71,06
2024	72,48
2025	73,21
2026	74,11
2027	74,85
2028	75,60
2029	76,35
2030	77,12
2031	77,89
2032	78,67
2033	79,45
2034	80,25
2035	81,05
2036	81,86
2037	82,68
2038	83,51
2039	84,34
2040	85,19

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 1.8.2
Evolución Precios del Crudo WTI: 1947 – 2040: Escenarios de Precios “ALTOS” y “BAJOS”
(u\$S 2012/bl) 1947-2040



2. COMPARACIÓN CON LOS DATOS DE PROYECCIÓN DEL WORLD ENERGY OUTLOOK 2014 DE LA AIE

Esta estimación está hecha antes de la caída de precios del fines del 2014.

Posiblemente la publicación para el año 2015 cambie estos valores.

La AIE trabaja con tres escenarios a los que llama de Current Policies ; de New Policies y 450

Proyectan la demanda de Energía entre los años 2013 y 2040 y cada Escenario se corresponde con una estimación de Precios

Los valores absolutos se presentan en el Cuadro N° 2.1 y las Estructuras en el Cuadro N° 2.2

Cuadro N° 2.1
Demanda de Energía Por Fuentes y precios del Petróleo
Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente

Fuente	2012	2040		
		Escenario I New Policies	Escenario II Current Policies	Escenario III 450
Carbón	3879	4448	5860	2590
Petróleo	4194	4761	5337	3242
Gas Natural	2844	4418	4742	3462
Nuclear	642	1210	1005	1677
Hidro	316	535	504	597
Bioenergías	1344	2002	1933	2535
Otras Renovables(*)	142	918	658	1526
TOTAL	13361	18292	20039	15629
Precio petróleo u\$s 2012/ bl		132	155	100
Tasa a.a 2040-2012		1,13	1,45	0,56

(*) Esencialmente Eólica y Solar
Fuente World Energy Outlook 2014

Cuadro N° 2.2
Demanda de Energía Por Fuentes y Precio del petróleo
(%)

Fuente	2012	2040		
		Escenario I	Escenario II	Escenario III
Carbón	29,0	24,3	29,2	16,6
Petróleo	31,4	26,0	26,6	20,7
Gas Natural	21,3	24,2	23,7	22,2
Nuclear	4,8	6,6	5,0	10,7
Hidro	2,4	2,9	2,5	3,8
Bioenergías	10,1	10,9	9,6	16,2
Otras Renovables(*)	1,1	5,0	3,3	9,8
TOTAL	100	100	100	100
Precio petróleo u\$s 2012/ bl		132	155	100

(*) Esencialmente Eólica y Solar
Fuente Cuadro N° 2.2