
3. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 20 de noviembre de 2009, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-octubre de 2009, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 54.57 dólares por barril (d/b), lo que representó una disminución de 0.38% con relación al mismo período de 2008 (54.78 d/b).

Durante los primeros diez meses del año en curso, se obtuvieron ingresos por 20 mil 231 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que significó una disminución de 49.48% con respecto al mismo período de 2008 (40 mil 46 millones de dólares). Del tipo Maya se registraron ingresos por 17 mil 452 millones de dólares (86.26%), del tipo Olmeca se obtuvieron 2 mil 525 millones de dólares (12.48%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 254 millones de dólares (1.26%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

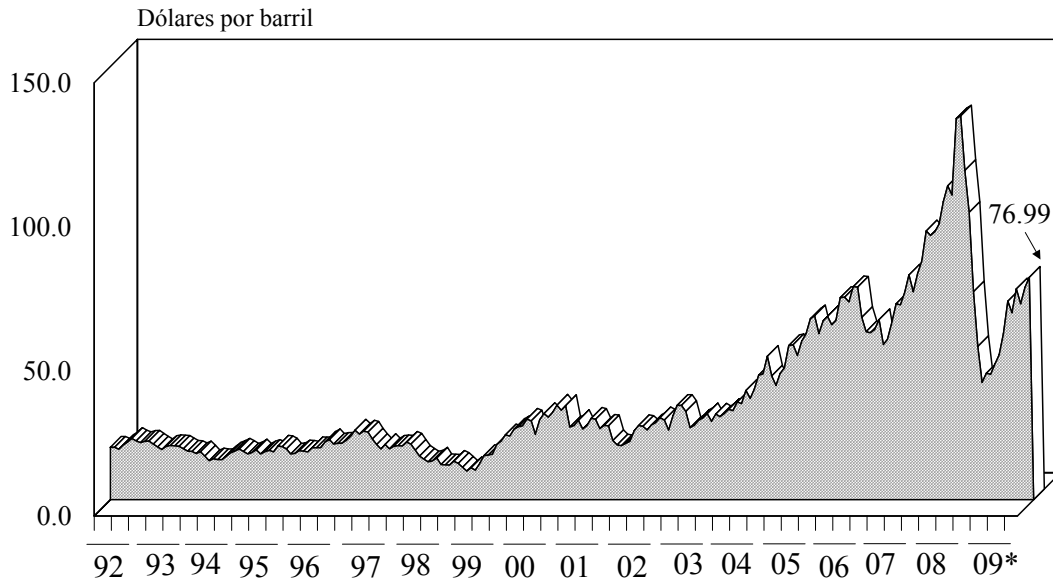
	Total	Istmo	Maya	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 932	1 050	32 413	4 469	33 236	3 853	843
2008	43 324	683	37 929	4 712	38 187	4 305	832
Enero	3 564	53	3 169	342	3 013	550	0
Febrero	3 373	46	2 917	411	2 954	239	180
Marzo	4 510	225	3 778	507	3 731	581	198
Abril	4 096	35	3 577	485	3 354	545	198
Mayo	4 444	24	4 080	339	3 865	579	0
Junio	4 846	27	4 374	446	4 240	607	0
Julio	5 131	54	4 447	630	4 703	428	0
Agosto	4 682	22	4 062	597	4 460	222	0
Septiembre	2 721	23	2 455	244	2 538	112	71
Octubre	2 679	63	2 306	309	2 494	128	57
Noviembre	1 909	106	1 558	245	1 669	178	61
Diciembre	1 369	7	1 205	157	1 166	137	67
2009	20 231	254	17 452	2 525	17 868	1 839	525
Enero	1 608	9	1 403	196	1 423	110	75
Febrero	1 346	10	1 219	117	1 224	122	0
Marzo	1 580	6	1 492	81	1 382	114	84
Abril	1 686	7	1 563	116	1 499	187	0
Mayo	2 051	8	1 825	218	1 883	168	0
Junio	2 387	77	2 004	305	2 062	201	123
Julio	2 479	104	1 986	380	2 002	354	113
Agosto	2 294	19	1 913	361	2 146	148	0
Septiembre	2 169	0	1 865	304	1 949	220	0
Octubre	2 641	14	2 180	446	2 297	214	129

FUENTE: Pemex.

Asimismo, en octubre de 2009, el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación se ubicó en 68.79 dólares, cifra 7.31% menor con relación al mes inmediato anterior, superior en 106.76% respecto diciembre pasado, e inferior en 14.14% si se le compara con octubre de 2008.

Por otra parte, de acuerdo con cifras preliminares, el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en los primeros 17 días de noviembre de 2009 fue de 72.83 d/b, precio 5.87% mayor al registrado en octubre pasado, superior en 118.90% con respecto a diciembre anterior y 71.77% menos si se le compara con el promedio de noviembre de 2008.

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT 1992-2009



* Promedio al día 17 de noviembre.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO
-Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}	Fecha	Crudo API Precio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2000	26.26	28.46	19.77	Octubre 2007	82.70	85.63	72.08
Diciembre 2001	18.52	19.33	14.29	Noviembre 2007	93.06	94.81	79.84
Diciembre 2002	28.28	29.42	24.86	Diciembre 2007	91.50	91.71	79.57
Diciembre 2003	29.81	32.15	25.29	Enero 2008	92.74	93.02	80.15
Diciembre 2004	39.53	43.20	28.56	Febrero 2008	95.49	95.83	81.40
Diciembre 2005	56.91	59.43	44.85	Marzo 2008	103.16	105.12	89.35
Enero 2006	63.05	65.51	50.18	Abril 2008	108.67	112.47	94.90
Febrero 2006	60.12	61.63	48.80	Mayo 2008	122.75	125.72	104.18
Marzo 2006	62.08	62.90	51.37	Junio 2008	131.97	133.88	114.15
Abril 2006	70.30	69.69	57.09	Julio 2008	132.84	133.90	120.25
Mayo 2006	69.83	70.94	56.77	Agosto 2008	113.99	116.67	106.64
Junio 2006	68.69	70.96	55.67	Septiembre 2008	99.45	105.65	85.57
Julio 2006	73.66	74.41	59.43	Octubre 2008	71.99	76.62	60.27
Agosto 2006	73.11	73.05	60.15	Noviembre 2008	53.04	57.64	42.40
Septiembre 2006	61.87	63.87	51.30	Diciembre 2008	40.60	41.04	33.27
Octubre 2006	57.79	58.88	48.51	Enero 2009	43.78	41.67	37.95
Noviembre 2006	58.92	59.37	47.66	Febrero 2009	44.41	39.09	38.24
Diciembre 2006	62.34	62.03	49.77	Marzo 2009	46.88	47.96	42.03
Enero 2007	53.70	54.17	44.40	Abril 2009	50.15	49.65	47.77
Febrero 2007	55.53	58.87	48.35	Mayo 2009	57.61	59.27	56.42
Marzo 2007	61.29	60.44	50.47	Junio 2009	68.72	69.59	64.36
Abril 2007	67.80	63.97	54.55	Julio 2009	64.67	64.16	60.95
Mayo 2007	67.41	63.50	56.19	Agosto 2009	72.97	71.10	67.21
Junio 2007	71.78	67.71	60.00	Septiembre 2009	67.74	69.25	64.10
Julio 2007	77.77	74.12	64.54	Octubre 2009	73.42	75.98	68.79
Agosto 2007	71.91	73.98	63.04				
Septiembre 2007	78.19	79.59	67.49				
1/X/2009	67.47	70.67	64.18	2/XI/2009	75.76	78.08	71.99
2/X/2009	66.85	69.80	63.25	3/XI/2009	75.88	79.58	73.16
5/X/2009	68.87	70.71	64.57	4/XI/2009	78.41	80.30	74.77
6/X/2009	68.00	69.80	63.53	5/XI/2009	78.22	79.64	74.04
7/X/2009	68.82	71.69	65.40	6/XI/2009	78.41	80.30	71.69
8/X/2009	69.80	71.75	65.88	9/XI/2009	77.38	79.44	73.61
9/X/2009	71.11	73.24	66.71	10/XI/2009	77.27	79.01	73.15
12/IX/2009	71.16	74.10	67.25	11/XI/2009	77.20	79.16	73.27
13/X/2009	n.c.	n.c.	n.c.	12/XI/2009	75.38	77.25	71.07
14/X/2009	72.52	75.20	67.86	13/XI/2009	75.01	76.34	70.67
15/X/2009	73.50	77.55	70.13	16/XI/2009	77.34	78.91	73.24
16/X/2009	74.93	78.54	71.32	17/XI/2009	77.66	79.08	73.25
19/X/2009	76.22	79.47	72.26				
20/X/2009	76.87	78.87	71.83				
21/X/2009	77.95	81.03	73.90				
22/X/2009	78.56	80.82	74.13				
23/X/2009	77.92	80.11	73.21				
26/X/2009	76.65	78.61	72.24				
27/X/2009	76.89	79.45	72.66				
28/X/2009	75.31	77.39	70.80				
29/X/2009	77.38	79.84	73.24				
30/X/2009	75.11	77.04	70.90				
Promedio de octubre de 2009	73.42	68.79	68.30	Promedio de noviembre de 2009*	76.99	78.92	72.83
Desviación estándar octubre de 2009	3.92	3.95	3.73	Desviación estándar noviembre de 2009*	1.99	1.18	1.22

^{1/} Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

^{2/} Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) y Secretaría de Energía.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 20.

n.c. = no cotizó.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional y el indicador New York Mercantile Exchange (Nymex).

Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.xls

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.xls

Volumen

De acuerdo con información preliminar de Pemex, durante el período enero-octubre de 2009 se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.220 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 12.92% menor a la observada en el mismo lapso de 2008 (1.401 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante los primeros nueve meses del presente año, fueron los siguientes: al Continente Americano (89.34%), a Europa (8.20%) y al Lejano Oriente (2.46%).

Cabe puntualizar que en octubre de 2009, se exportó a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.238 (mb/d), cantidad 9.75% mayor con respecto al mes inmediato anterior, menor en 6.78% con relación a diciembre pasado y mayor en 13.67% si se le compara con el mismo mes de 2008.

Por otra parte, de acuerdo con estimaciones de Pemex, el volumen de exportación de petróleo crudo mexicano programado para noviembre de 2009 fue de 1.240 (mb/d).

de una mejoría en la demanda de energéticos durante la temporada vacacional; así como por la depreciación del dólar estadounidense frente a otras monedas.

El incremento de los precios del petróleo fue parcialmente contrarrestado principalmente por la disminución del índice de confianza del consumidor en Estados Unidos de Norteamérica.

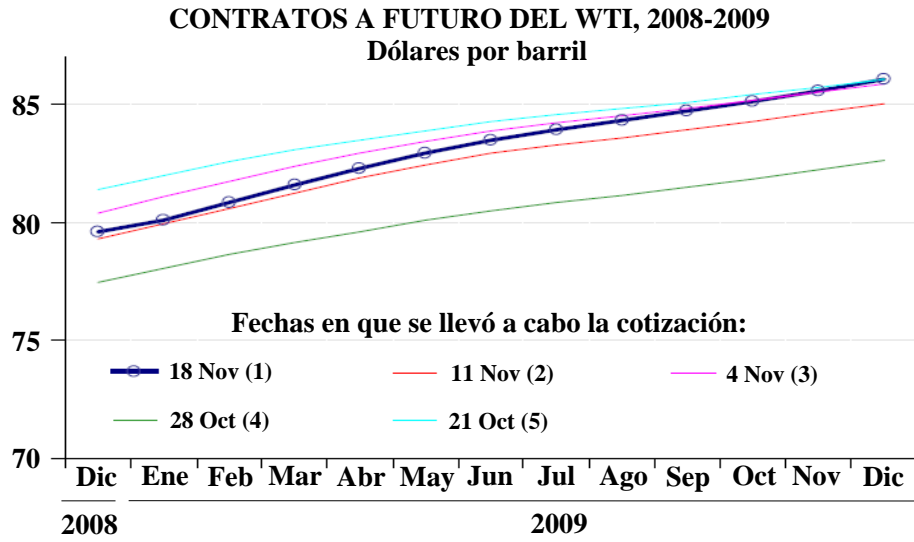
**INVENTARIOS EN ESTADOS UNIDOS DE
NORTEAMÉRICA, DOE
-Millones de barriles al 13 de noviembre de 2009-**

	Variación Absoluta Semanal	Nivel
Crudo	-0.89	336.79
Gasolina	-1.76	209.08
Destilados	-0.33	167.40

DOE: Department of Energy.

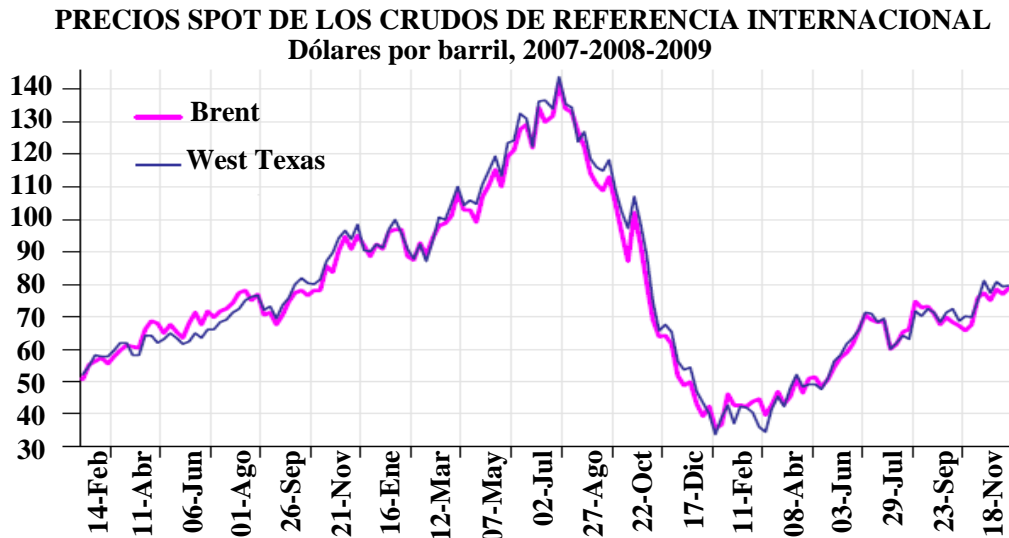
Fuente: PMI, Comercio Internacional.

El 18 de noviembre, la cotización del contrato a futuro del West Texas Intermediate (WTI) en la Bolsa Mercantil de Nueva York (New York Mercantile Exchange, NYMEX) para diciembre de 2009, registró un precio mayor al reportado hace una semana en 0.4% (0.3 dólares por barril, d/b), al ubicarse en 79.58 d/b. Por su parte, en el mercado de Londres (International Petroleum Exchange, IPE) la cotización de los contratos a futuro del crudo Brent para enero próximo se incrementó 1.9% (1.5 d/b) con relación con su nivel registrado hace una semana, al colocarse en 79.47 d/b.



Fuente: INO Quotes.

En el mercado spot, los precios de los crudos de referencia internacional registraron el 18 de noviembre un comportamiento al alza respecto de su cotización observada siete días antes, debido principalmente a la disminución de los inventarios de energéticos en Estados Unidos de Norteamérica durante la semana pasada.



Fuente: NY Mercantile Exchange, Intercontinental Exchange y Dubai Mercantile Exchange

En la misma fecha, el precio spot de la mezcla mexicana de exportación fue de 74.00 d/b, lo que significó un incremento de 1.0% (0.7 d/b) con relación al dato reportado el

pasado miércoles 11 de noviembre. Así, el precio del barril de la mezcla mexicana de exportación es 116.25% mayor que el observado al cierre de 2008. En lo que va del año la mezcla registra una cotización promedio de 55.89 d/b.



Fuente: PEMEX, Indicadores Petroleros

Perspectivas:

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) revisó al alza su previsión de la demanda mundial de petróleo en 2009 y 2010 ante los signos que apuntan a la recuperación de las economías de Norteamérica y el fuerte consumo de los países asiáticos y de Oriente Medio ajenos a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). La AIE incrementó en 210 mil barriles de petróleo al día su estimación de consumo para este año, hasta 84.8 millones de barriles diarios (mb/d), mientras que para 2010 incrementó en 140 mil barriles diarios la previsión de demanda, hasta 86.2 mb/d. De este modo, la AIE afirma que la demanda global de petróleo “está en el camino de registrar en el cuarto trimestre de 2009 su primer crecimiento interanual desde el segundo trimestre de 2008”.

Merrill Lynch estima que la combinación de fundamentos menos laxos en la oferta y demanda físicas de petróleo, una política monetaria relajada y un dólar más débil está

creando un riesgo creciente para que los precios del petróleo lleguen a los 100 d/b rumbo al 2011. Asimismo, Merrill Lynch revisó sus pronósticos para los crudos WTI y Brent a 85 d/b, desde su nivel previo de 75 d/b. Por otra parte, los analistas de Merrill Lynch pronostican que ahora la demanda global de petróleo crecerá a 2 mb/d en 2009, desde su nivel previo de 1.4 mb/d. “Este incremento, posicionaría el promedio esperado de la demanda de petróleo por arriba del de 2008, en lo que a niveles se refiere”, aseveró Merrill Lynch.

El Banco francés BNP Paribas elevó su pronóstico del precio promedio para los futuros de crudo ligero estadounidense del próximo año a 81 d/b desde los 78 dólares previos. La entidad financiera dijo que también elevó su estimado para el precio promedio del petróleo estadounidense en el cuarto trimestre del 2009 a 77 d/b desde 66 d/b. “Con el petróleo operando inversamente con el dólar y positivamente con las acciones, el interés de compra en el crudo, así como en otras materias primas ha crecido”, señaló BNP Paribas.

El Ministro del Petróleo de Kuwait afirmó que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) no realizará cambios en la cuota de producción en su reunión de diciembre. El ministro calificó de razonable el actual rango de los precios del petróleo de entre 75 d/b y 80 d/b. El Ministro añadió que los precios del petróleo para 2010 serán determinados según la situación económica mundial, y pidió a los miembros de la OPEP que mantengan sus compromisos con respecto a las cuotas establecidas en diciembre del año pasado.

Rex Tillerson, Director Ejecutivo (CEO, Chief Executive Officer) de ExxonMobil, comentó que la demanda de combustibles para calentamiento será insuficiente para reducir el alto volumen de inventarios mundiales. Asimismo, Dominick Chirichella, socio del Energy Management Institute, comentó que a pesar de la revisión al alza en la demanda mundial por parte de la IEA, Energy Information Administration (EIA) y

la OPEP, la variación semanal de la demanda implícita de energéticos en Estados Unidos de Norteamérica sugieren una recuperación más lenta que en otros países del mundo.

El gobierno estadounidense informó que aún permanece cerrado el 2.2% de la capacidad productiva de crudo en la Costa Norte del Golfo de México, como consecuencia del paso del fenómeno meteorológico “Ida”.

Fuente de información:

http://www.hacienda.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2009/Petro18nov09.pdf

Canasta de crudos de la OPEP

La canasta de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), introducida el 16 de junio de 2005, se integra por los crudos de exportación de los principales miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados, y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, en términos generales, suele incluir los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Arabes Unidos) y Merey (Venezuela).

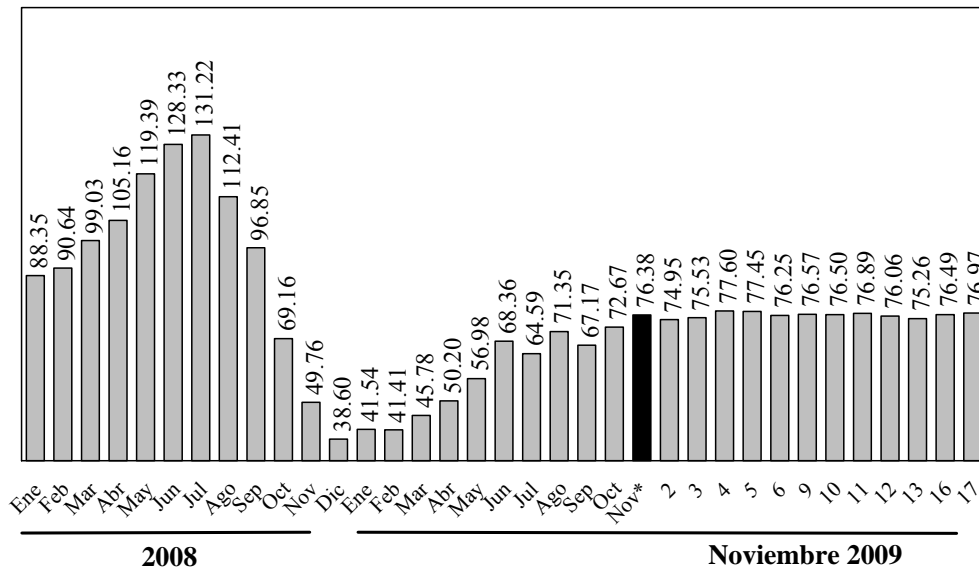
Cabe señalar que el Girasol (Angola) y el Oriente (Ecuador) se incluyen en la canasta a partir de enero y de octubre de 2007, respectivamente. Además, en el mes de enero de 2009 se excluyó del precio de la canasta el crudo Minas (Indonesia); en tanto que el venezolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

Así, al 17 de noviembre de 2009, la canasta de crudos de la OPEP reportó una cotización promedio en el mes de 76.38 dólares por barril (d/b), cifra 5.11% mayor con relación a

octubre pasado, superior en 97.88% con relación a diciembre anterior, y 47.47% más si se le compara con el promedio de noviembre de 2008.

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP 2008-2009

Dólares por barril



* Promedio al día 17 de noviembre.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

<http://www.opec.org/home/basket.aspX>

Pemex produce más de nueve millones de toneladas de petroquímicos

El 3 de noviembre de 2009, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante los primeros nueve meses de 2009, la elaboración total acumulada de petroquímicos se ubicó en 9 millones 292 mil toneladas, lo que representó un incremento de 49 mil toneladas con respecto al volumen reportado en igual período del año pasado.

De acuerdo con información de los Indicadores Petroleros, la producción de petroquímicos en septiembre de este año fue 6% superior a la registrada en igual mes de 2008, al situarse en 1 millón 76 mil toneladas.

Con la producción registrada de enero a septiembre del año, el volumen de ventas internas de productos petroquímicos se ubicó en poco más de tres millones de toneladas, por un valor total acumulado de alrededor de 16 mil 300 millones de pesos.

En el lapso de referencia, destacó la producción de etileno con 857 mil toneladas, seguida por la de amoniaco con 615 mil toneladas y por la de propileno con 324 mil toneladas.

Por lo que se refiere a la elaboración de polietilenos de alta y baja densidad en los centros de Pemex Petroquímica se produjeron 357 mil toneladas de ambos productos, volumen que representó un aumento de más de dos por ciento respecto al mismo período de 2008.

Pemex Petroquímica elaboró 188 mil toneladas de óxido de etileno, 169 mil de dicloroetano, 134 mil toneladas de tolueno, 99 mil toneladas de cloruro de vinilo, 94 mil de etilbenceno y 77 mil toneladas de benceno, entre otros.

Fuente de información:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=21276>

Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos (Pemex)

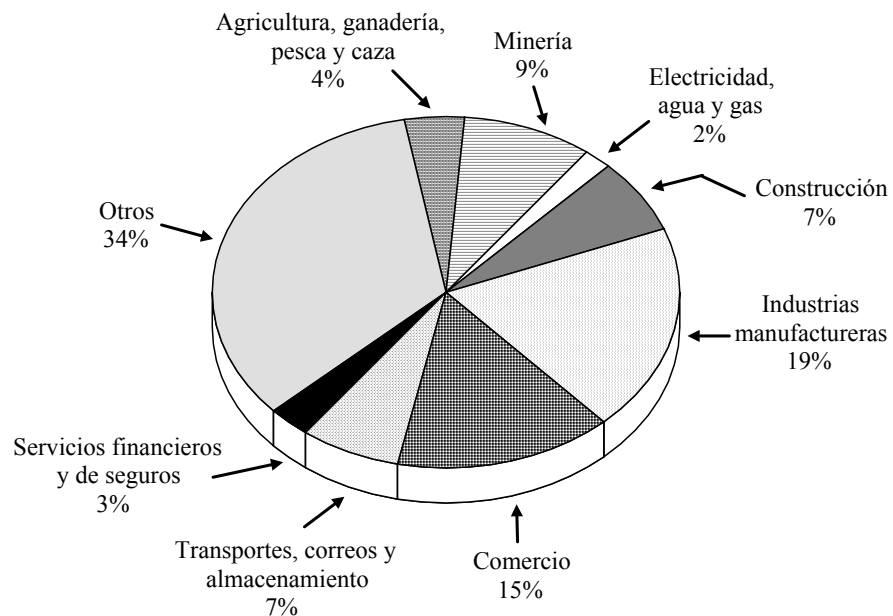
El 10 de noviembre de 2009, Petróleos Mexicanos (Pemex) dio a conocer el documento *Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos*, mismo que fue presentado el 6 de octubre pasado por el Subdirector de Planeación y

Evaluación de Pemex Exploración y Producción (PEP). A continuación se presentan los detalles.

Importancia de los hidrocarburos en México

La extracción de crudo y gas representa 8% del Producto Interno Bruto (PIB).

- El 19% del PIB corresponde a la industria manufacturera.
- De éste, 45% lo representa la extracción del petróleo y gas.
- Por lo que en 2008, la extracción de petróleo y gas contribuyó con el 8% al PIB del país.

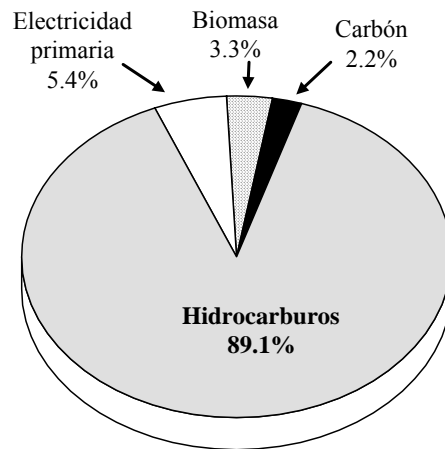


FUENTE: Instituto Nacional de Estadística y Geografía y Sistema de Cuentas Nacionales de México.

En México, la producción de energía está sesgada hacia los hidrocarburos.

- A nivel nacional, la producción de energía primaria es generada principalmente por los hidrocarburos, 89 por ciento.

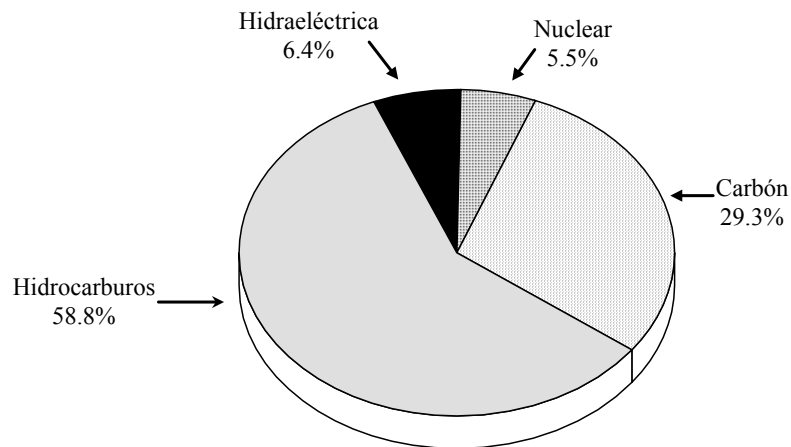
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA PRIMARIA 2008



FUENTE: Instituto Nacional de Estadística y Geografía y Sistema de Cuentas Nacionales de México y Anuario estadístico 2009 de British Petroleum.

- A nivel mundial, del total de consumo de energía, 59% correspondió a los hidrocarburos.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA 2008

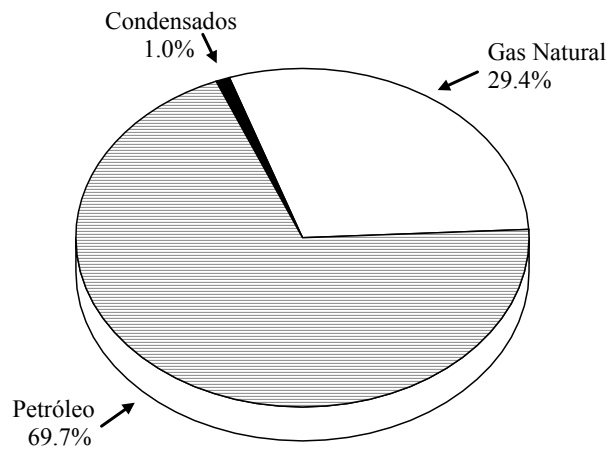


FUENTE: Instituto Nacional de Estadística y Geografía y Sistema de Cuentas Nacionales de México y Anuario estadístico 2009 de British Petroleum.

El aceite crudo es la principal fuente de generación de energía.

- Cerca del 70% de la energía generada por los hidrocarburos proviene del petróleo crudo.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2008

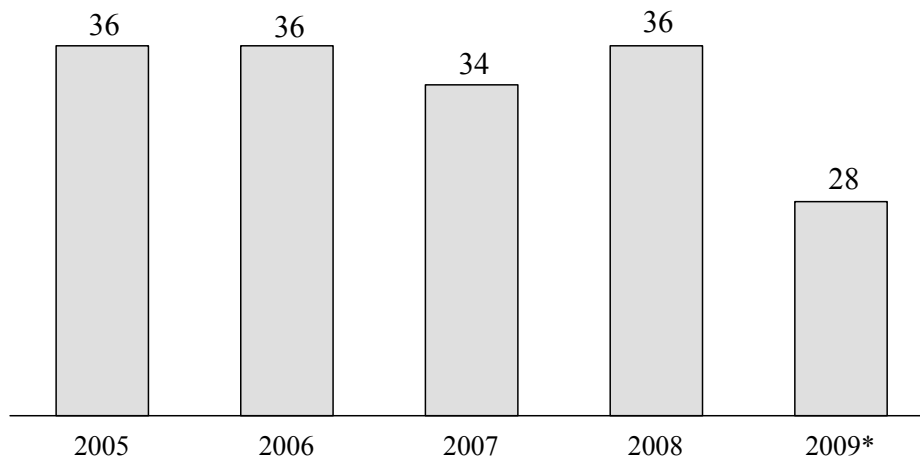


FUENTE: Instituto Nacional de Estadística y Geografía y Sistema de Cuentas Nacionales de México .

Los ingresos petroleros continúan siendo el principal elemento de las finanzas públicas.

- Los ingresos petroleros del sector público hasta 2008 representaron del orden de 35 por ciento.
- Al primer semestre de 2009, representan únicamente 28%, explicado principalmente por la caída en los precios internacionales del petróleo.

INGRESOS PETROLEROS RESPECTO AL TOTAL
2005-2009
-Por ciento-

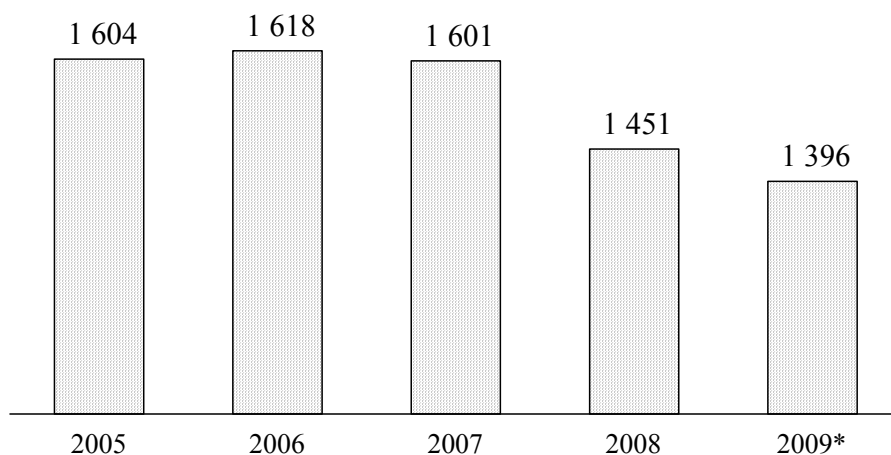


* Al primer semestre del año.

FUENTE: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.Finanzas Públicas

- La producción creciente de gas no asociado, el abatimiento de gas enviado a la atmósfera y la incipiente estabilización de la declinación en Akal, campo del complejo Cantarell, augura un mejor desempeño en 2010.

PRODUCCIÓN DE CRUDO EQUIVALENTE
2005-2009
-Millones de barriles-

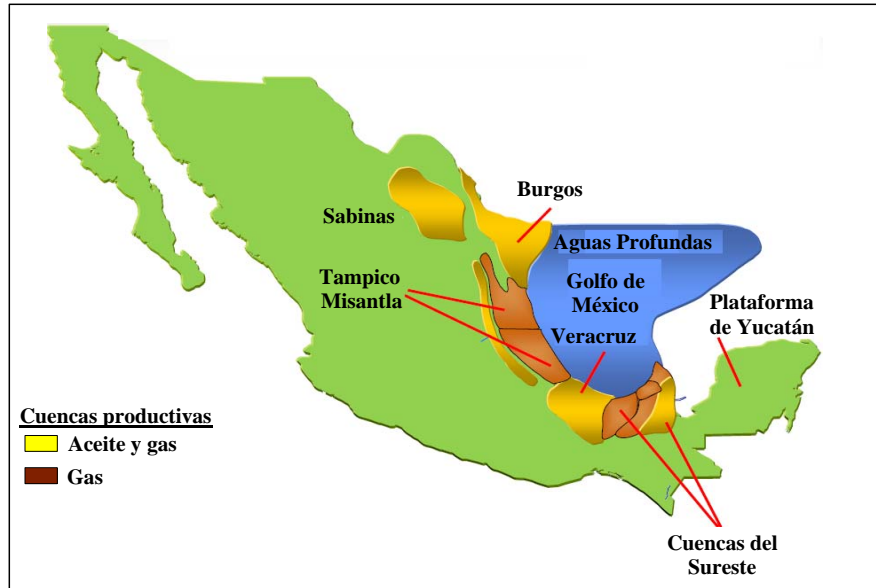


* Al primer semestre del año.

FUENTE: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.Finanzas Públicas

Recursos prospectivos, reservas y producción

Pemex Exploración y Producción (PEP) ha estimado más de 52 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) de recursos prospectivos, ubicados principalmente en el Golfo de México y en las Cuencas del Sureste.



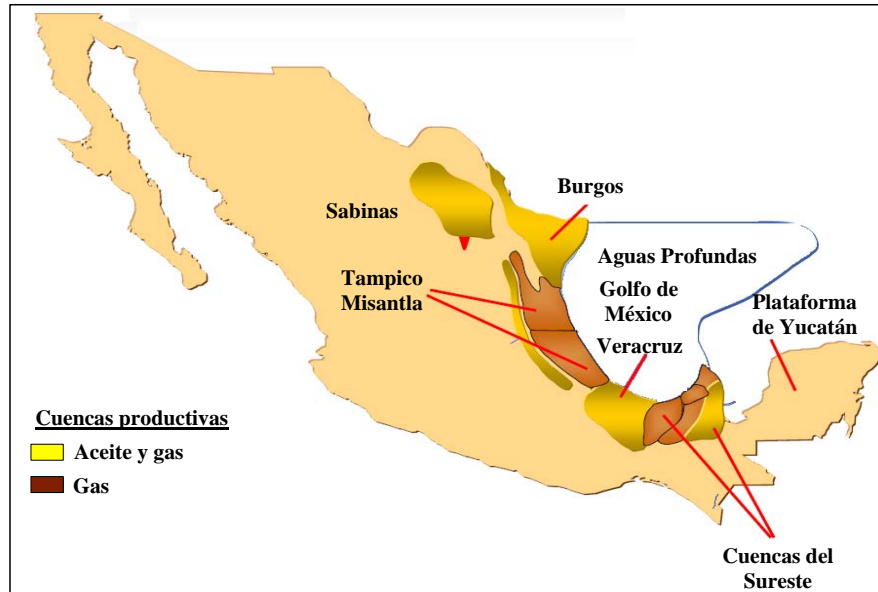
RECURSOS PROSPECTIVOS

Al 1 de enero de 2009

-Miles de millones-

Cuenca	Crudo equivalente
Burgos	3.1
Golfo de México Profundo	29.5
Sabinas	0.3
Sureste	16.7
Tampico-Misantla	1.7
Veracruz	0.7
Plataforma de Yucatán	0.3
Total	52.3

Asimismo, se han identificado más de 43 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce) de reservas totales de hidrocarburos.



RESERVAS DE HIDROCARBUROS
Al 1 de enero de 2009
-Petróleo crudo equivalente, mmmmb-

Cuencas	3P	2P	1P
Burgos	0.9	0.6	0.4
Golfo de México	0.5	0.2	0.1
Sabinas	0.0	0.0	0.0
Sureste	23.3	18.1	12.6
Tampico-Misantla	18.5	9.7	1.1
Veracruz	0.3	0.2	0.2
Total*	43.6	28.8	14.3

* Total pueden no coincidir por redondeo.

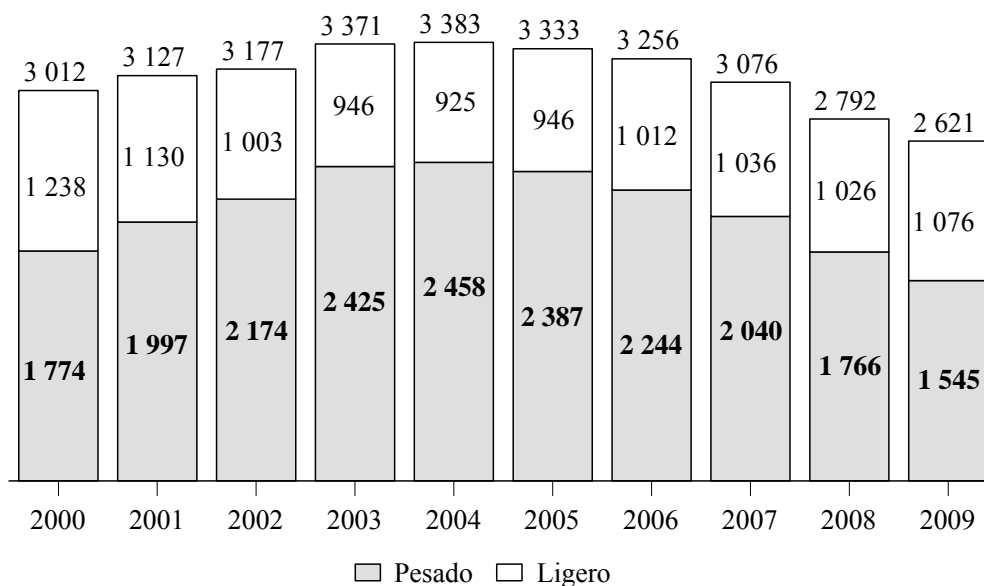
Evolución de la producción de hidrocarburos

- La producción de crudo ha disminuido a partir de 2005 como consecuencia de la declinación natural de los campos maduros, principalmente Cantarell.

- Esta reducción ha sido parcialmente compensada con el desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Ixtal-Manik y Crudo Ligero Marino, entre otros.
- Asimismo, el proyecto Chicontepec no cumple aún con las metas planteadas.

PRODUCCIÓN DE CRUDO

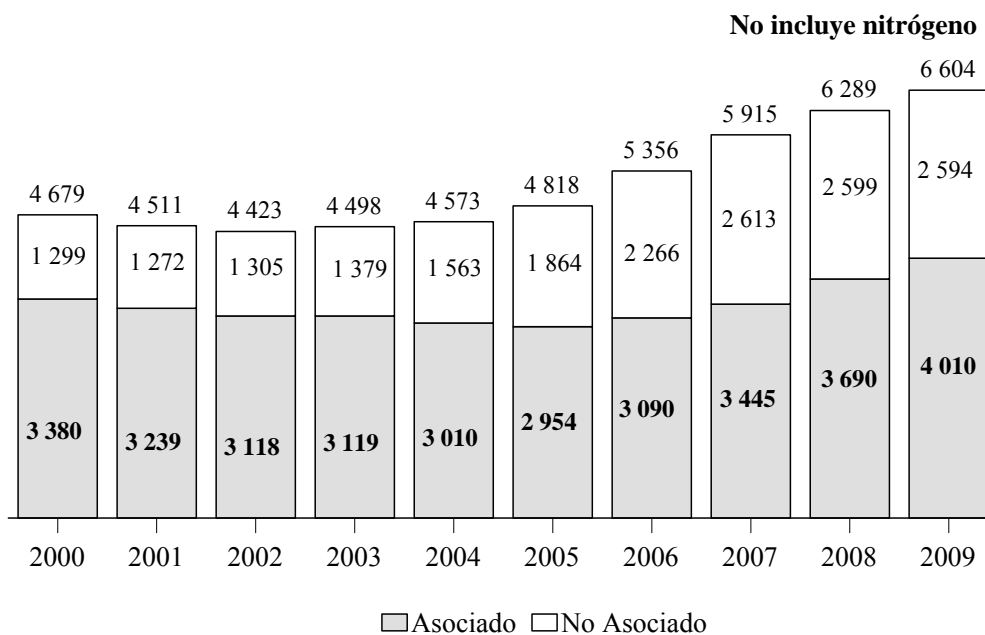
-Miles de barriles diarios-



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- El crecimiento de la producción de gas es resultado de la decisión estratégica de promover la exploración y desarrollo de campos de gas no asociado.
- Sin embargo, también es relevante mencionar que el crecimiento de la producción en 2008 tiene sus orígenes en la producción de la zona de transición de Akal.

PRODUCCIÓN DE GAS -Millones de pies cúbicos diarios-



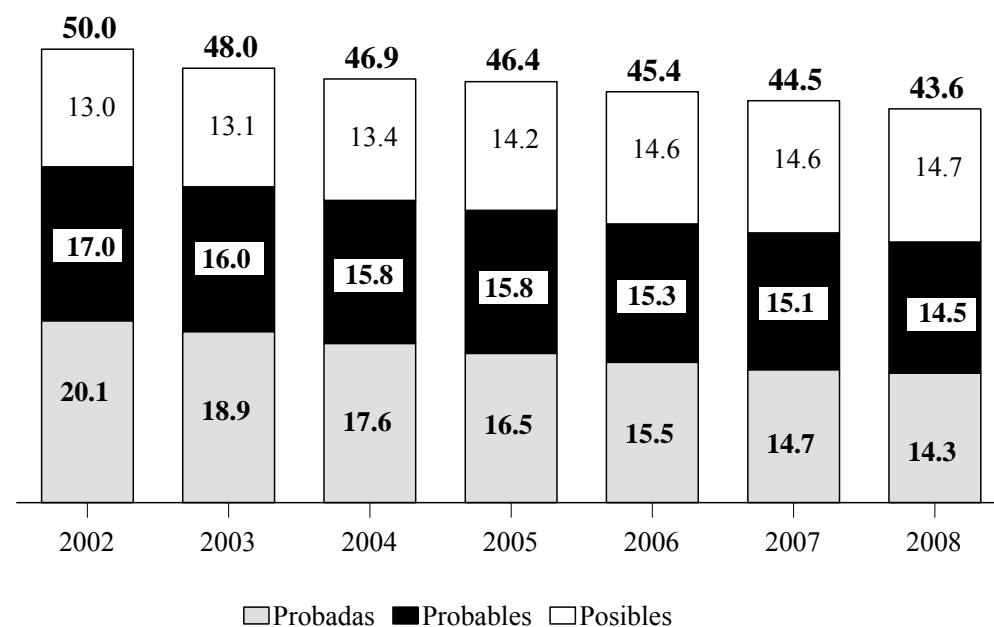
2009 enero-junio real, julio estimado, agosto – diciembre POT III

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Las reservas de hidrocarburos han declinado aunque sus tasas de declinación se han reducido a partir de 2005.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

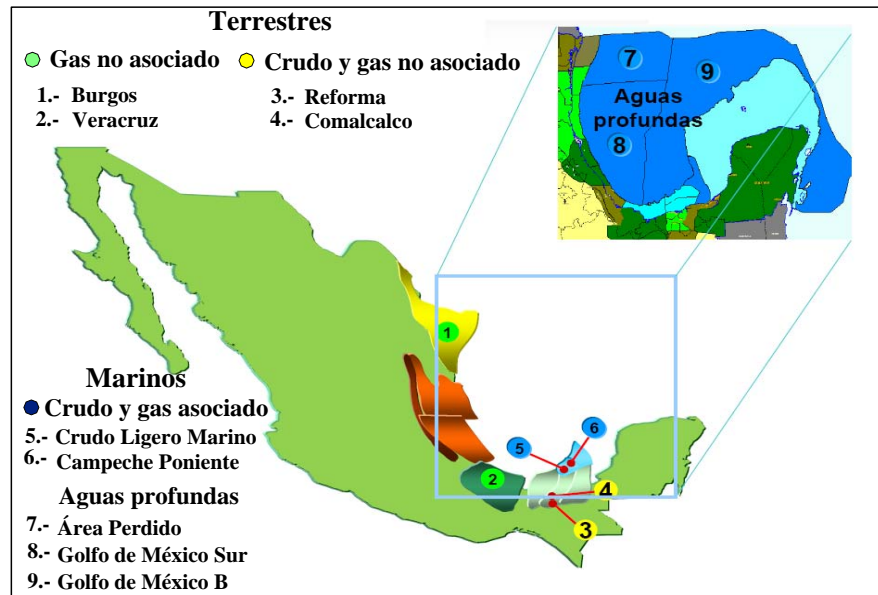
-Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente-



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- Las reservas probadas durante el período 2002-2005 declinaron 6.4%, aunque como consecuencia de una mejora en la reclasificación de reservas probadas, la declinación disminuyó a 4.6% en el período 2005-2008.
- De igual manera, la declinación de reservas 3P redujeron de 2.5 a 2.1% del período 2002-2005 a 2005-2008, debido a una mayor incorporación de reservas 3P por actividad exploratoria.

PRINCIPALES PROYECTOS EXPLORATORIOS



PRINCIPALES PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN



Retos tecnológicos

La tecnología es un elemento fundamental para reducir los costos de descubrimiento, desarrollo y producción, y crecer las reservas.

Tecnologías	Geología y Geofísica	Adquisición de información	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistémica 3D ▪ Sistémica 4D ▪ Cable vertical 3D ▪ Sistémica de pozo 	No exhaustivo	
		Análisis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelado de yacimiento ▪ Visualización/realidad virtual ▪ Procesado sísmico especial 		
	Perforación	Perforación de pozos	Adquisición de información	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistemas de perforación de doble gradiente ▪ Perforación horizontal ▪ Tubería de revestimiento expandible ▪ Pozos esbeltos ▪ Perforación horizontal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fluidos de perforación sintéticos ▪ Líneas de descarga de poliéster ▪ Risers aislados ▪ Perforación bajo balance con tubería flexible ▪ Perforación multilateral
				<ul style="list-style-type: none"> ▪ Herramientas de medición de fondo ▪ Entrega de información 	
				<ul style="list-style-type: none"> ▪ Predicción de presión de fondo ▪ Herramientas para planeación integral de pozos 	
	Sistemas de desarrollo	Sistemas fijos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Plataformas fijas 		
		Sistemas flotantes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Plataformas sumergibles ▪ Plataforma de patas tensadas ▪ Plataforma tipo Spar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unidad flotante de producción ▪ Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga ▪ Materiales 	
		Sistemas submarinos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistemas submarinos 		
	Sistemas de recuperación mejorada		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recuperación térmica ▪ Inyección de gas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inyección de químicos ▪ Recuperación microbiana 	

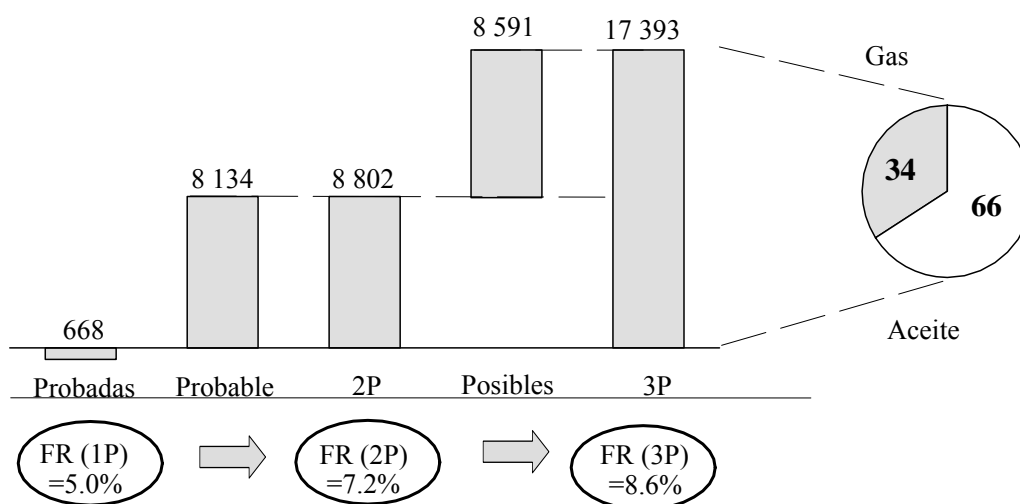
CHICONTEPEC ES LA MAYOR ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

Roca			Fluido		
Tipo roca:	Intercalaciones de arenas y arcillas			Tipo de fluido:	Aceite Negro
Porosidad:	8-12%			Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Permeabilidad:	Distribución:	0.25 md	62%	Densidad de aceite:	18-45° API /24 promedio)
		5.0 md	36%	Presiones iniciales:	80-360 Kg/cm ²
		15.0 md	2%	Presión de burbuja:	50-330 Kg/cm ²
Profundidad:	1 000 a 2 500 mbnm			Viscosidad:	0.5-17 cp

RESERVAS

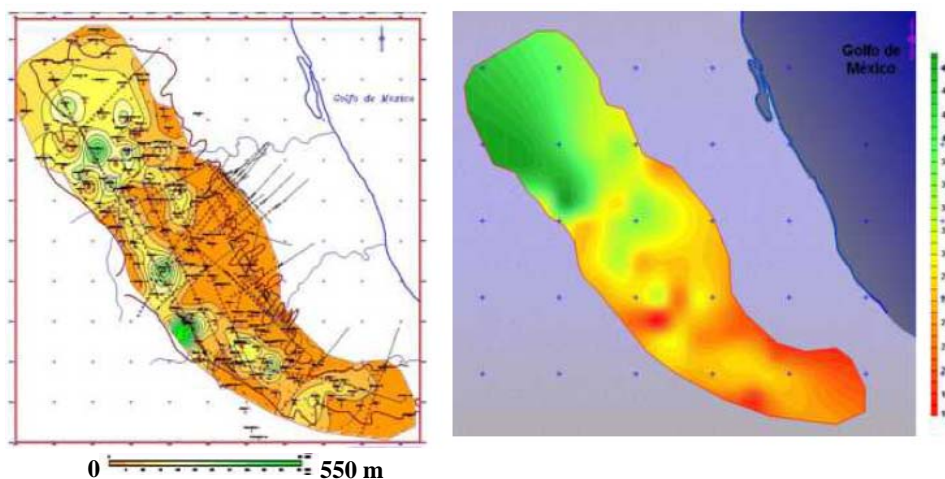
Primero de enero de 2009

-Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente-



Volumen original 3P ~140 mil millones de BPCE

DISTRIBUCIÓN DE ESPESORES Y CALIDAD

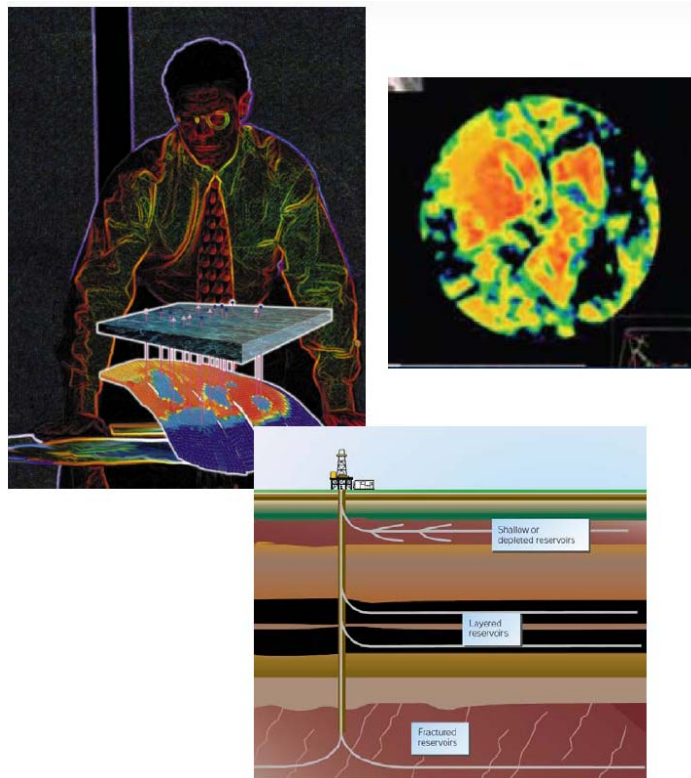


RETOS TECNOLÓGICOS EN CHICONTEPEC

	Implicaciones	Posibles soluciones (No exhaustivo)
Alta complejidad geológica		
Heterogeneidad de la roca	<ul style="list-style-type: none"> - Reto para definir localizaciones para perforar pozos. - Dificultad para predecir comportamiento productivo. - Dificultad para diseñar y ejecutar fracturas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Información de características petrofísicas. - Modelos de caracterización estática y dinámica. - Fracturas energizadas y/o con fluidos no dañinos.
Múltiples acumulaciones con escasa comunicación vertical	<ul style="list-style-type: none"> - Retos de diseño para perforación y terminación de pozos. - Mayor riesgo de perforar pozos no productivos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pozos no convencionales. - Terminaciones múltiples.
Baja energía del yacimiento		
Liberación temprana de gas en solución	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida del mecanismo natural de arrastre del crudo al pozo. - Riesgo de que una alta proporción de los hidrocarburos no se recupere en la etapa primaria de explotación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Inyección de fluidos para mantener la presión del yacimiento. - Aplicación de sistemas artificiales de producción. - Implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.
Baja capacidad de flujo de la roca (Baja permeabilidad)		
Dificultad para el flujo de hidrocarburos hacia los pozos	<ul style="list-style-type: none"> - Alto consumo de energía en el yacimiento. - Baja productividad inicial de los pozos. - Alta declinación de la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fracturamientos energizados y/o con aceite. - Perforación bajo balance. - Fluidos de perforación compatibles con la roca. - Disparos de alta penetración y bajo daño.

Retos en el modelado de yacimientos naturalmente fracturados y vugulares

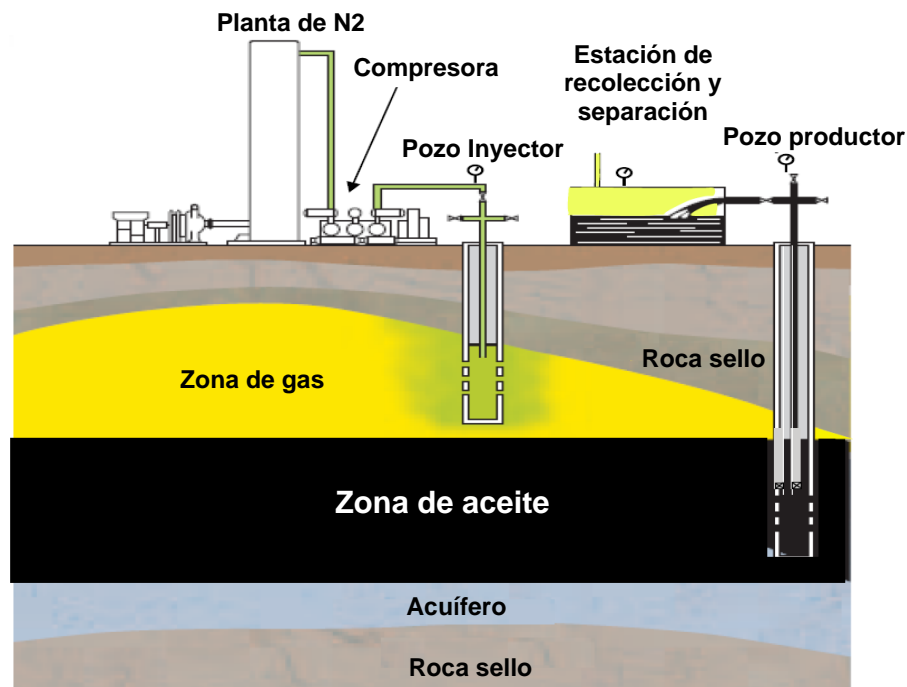
- Simuladores de yacimientos que incluyan porosidad de matriz, vóculo y fractura.
- Perforación no convencional.
- Identificación de procesos de recuperación que permitan extraer el crudo de la matriz.
- Recuperación de aceite residual en zonas invadidas de agua.



Retos en los procesos de recuperación secundaria y mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.

- Recuperación de aceite residual en la zona del casquete de gas del yacimiento Akal.

- Identificación de zonas con aceite remanente en campos en estado avanzado de explotación.



DESAFÍOS EN CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS.

Exploración	<ul style="list-style-type: none"> – Intensificar las actividades de exploración en las áreas de mayor potencial prospectivo. – Mejorar la imagen sísmica subsalina.
Desarrollo de campos	<ul style="list-style-type: none"> – Definir el esquema de desarrollo óptimo de los descubrimientos en el corto plazo. – Seleccionar e implementar la infraestructura de desarrollo para acelerar su explotación.
Contratos	<ul style="list-style-type: none"> – Tomar las ventajas de la nueva forma energética para la asignación de contratos. – Iniciar las gestiones para la asignación de contratos en la exploración y explotación de campos en aguas profundas.
Recurso humano	<ul style="list-style-type: none"> – Reforzar las habilidades del recurso humano en las disciplinas de exploración y desarrollo de campos.
Tecnologías	<ul style="list-style-type: none"> – Rápida implementación de tecnologías críticas para reducir costos de descubrimiento y desarrollo.

Programa de inversiones

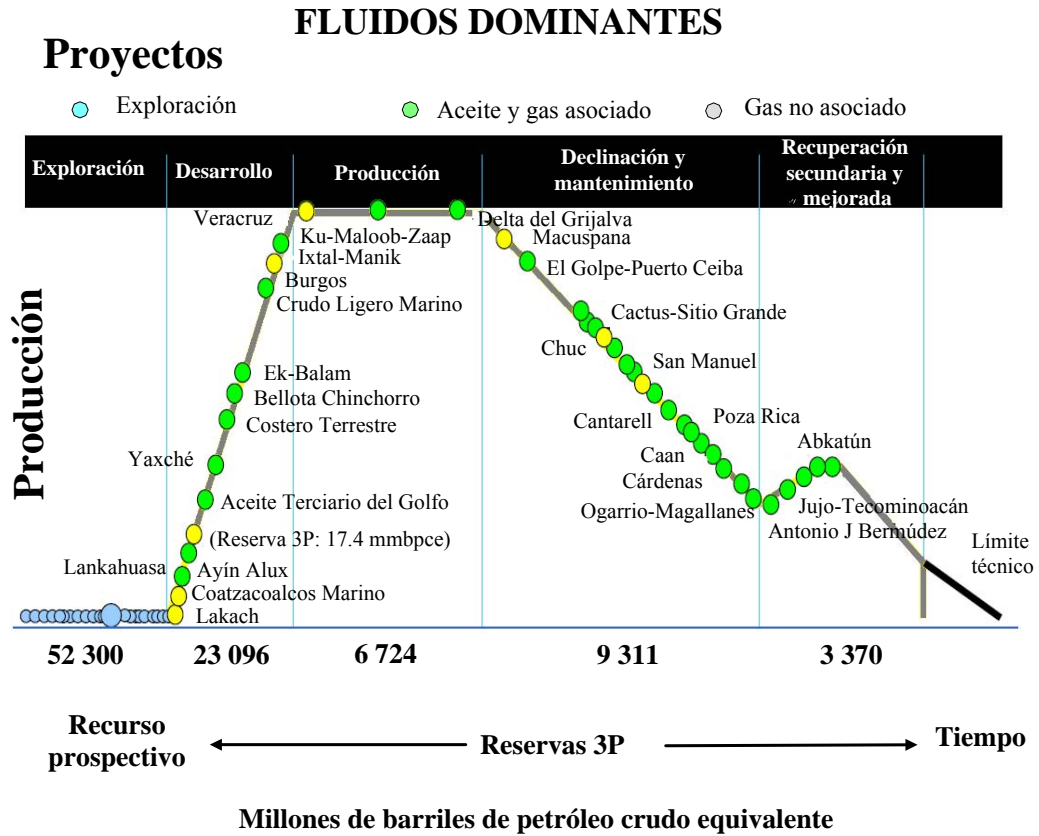
El programa de exploración y producción de 2009 aborda la declinación de Cantarell y la necesidad de descubrir nuevas reservas.

Administración de la declinación en Cantarell	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar la vida productiva de pozos a través del monitoreo de las condiciones de producción. - Perforación de los pozos no convencionales (v.gr. Cantarell 3029 y 1019) en áreas no drenadas, que permitan compensar la declinación de producción de crudo. - Aplicación de nuevas tecnologías en pozos cercanos a los contactos de los fluidos gas-aceite para incrementar su vida productiva.
Mantenimiento de la producción en las Regiones Sur y Marina Suroeste	<ul style="list-style-type: none"> - Incorporación de producción temprana de crudo, proveniente de pozos exploratorios exitosos (Bajlum 1, Terra 1, Bricol 1, Cupache 1, Flanco 1 y Teotleco 1001). - Optimización de la infraestructura para el manejo de producción de hidrocarburos en los proyectos crudo Ligero Marino e Ixtal-Manik. - Mantenimiento de presión en yacimientos de los campos del Complejo Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán, mediante la inyección de nitrógeno. - Optimización de las actividades de reparaciones de pozos para maximizar la recuperación de hidrocarburos.
Crecimiento de la producción en la Región Norte	<ul style="list-style-type: none"> - Acelerar la aplicación de nuevas tecnologías (inyección de aceite cíclico en fracturamientos, inyección de agua para mantenimiento de presión y la inyección de bacterias para disminución de la viscosidad del aceite) con objeto de mantener, incrementar y mejorar la productividad por pozo. - Estrategias para mejorar la capacidad de ejecución (construcción de macroperas y arreglos de pozos) en el proyecto Aceite Terciario del Golfo. - Definir y desarrollar anticipadamente la infraestructura requerida para la puesta en operación de pozos.

Asimismo, el programa exploratorio de 2009 está diversificado en las cuencas terrestres, en aguas someras y en profundas.

Adquisición de nueva Información	<ul style="list-style-type: none"> - Con el propósito de continuar con la evaluación del potencial petrolero en el Golfo de México Profundo se han adquirido 7 mil 362 Km² de sísmica 3D asimismo, para fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias en áreas productoras, en las cuencas del Sureste, Burgos y Veracruz se han adquirido 2 mil 939Km² de sísmica 3D. - Para mejorar el conocimiento del proyecto Aceite terciario del Golfo, se han adquirido 899Km² de sísmica 3D y multicomponente para apoyar los modelos geológicos y la perforación de pozos de desarrollo.
Perforación exploración con un riesgo diversificado	<ul style="list-style-type: none"> - Se continúa con la actividad de perforación de pozos exploratorios en las cuencas tradicionalmente productoras de aceite y gas no asociado, así como, en aguas profundas donde el riesgo geológico es mayor, con lo que se tiene una cartera balanceada al diversificar el riesgo. En este sentido se han perforado 49 pozos, de los cuales uno es de aguas profundas, cinco de someras y 43 terrestres.
Retos tecnológicos para mejorar el éxito exploratorio	<ul style="list-style-type: none"> - Con la finalidad de incrementar el éxito exploratorio, se evalúan. - Las siguientes tecnologías: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Métodos electromagnéticos para apoyar la evidencia de hidrocarburos en los proyectos de aguas profundas. ▪ Adquisición sísmica 3D con la técnica wide azimuth para mejorar la imagen de plays subsalinos. ▪ Sísmica 4C, multicomponentes y sísmica pasiva. ▪ Modelados geológicos-geoquímicos.

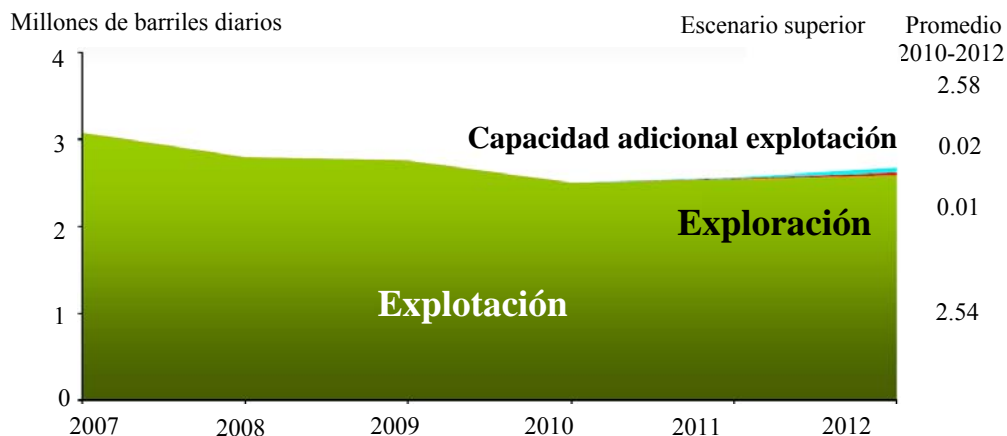
Composición y madurez del portafolio.



Pemex ha replanteado sus objetivos y metas.

Producción	<ul style="list-style-type: none"> – Alcanzar una producción de aceite entre 2.5 y 3 millones de barriles de crudo promedio anual en el período 2010-2024. – Mantener la producción de gas en el rango de 5.7 y 7 mil millones de pies cúbicos diarios promedio anual en 2010-2024.
Reservas	<ul style="list-style-type: none"> – Alcanzar una tasa de restitución de 100% de reservas 3P por actividad exploratoria en 2012. – Obtener una tasa de restitución integrada de reservas probadas de 100% en 2012. – Mantener una relación reserva probada/producción por arriba de 10 años.
Competitividad	<ul style="list-style-type: none"> – Mantener los costos de descubrimiento y desarrollo, así como los de producción en niveles competitivos. – Optimizar las operaciones de PEP.
Seguridad, medio ambiente y responsabilidad social	<ul style="list-style-type: none"> – Mejorar el desempeño en términos de seguridad industrial y protección ambiental para lograr la meta de cero accidentes y ser percibida como una empresa limpia. – Mejorar la relación con las comunidades en las que PEP opera.

PRODUCCIÓN DE ACEITE TOTAL



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

	2010	2011	2012	Promedio
Explotación	2.50	2.54	2.59	2.54
Exploración	0.00	0.01	0.03	0.01
Adicionales explotación	0.00	0.01	0.06	0.02
Adicionales exploración	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2.50	2.55	2.69	2.58

Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo.

PRODUCCIÓN DE GAS TOTAL



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

	2010	2011	2012	Promedio
Explotación	6.03	5.97	5.71	5.90
Adicionales explotación	0.00	0.02	0.14	0.06
Exploración	0.00	0.11	0.40	0.17
Adicionales exploración	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	6.03	6.10	6.25	6.13

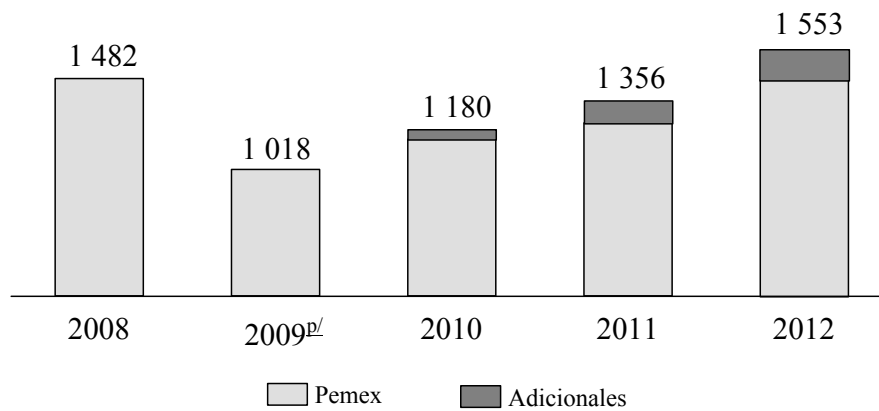
Nota: Los totales pueden no coincidir por redondeo.

La incorporación de reservas adquiere mayor dinamismo por la ampliación de la inversión.

RESERVAS PETROLERAS

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

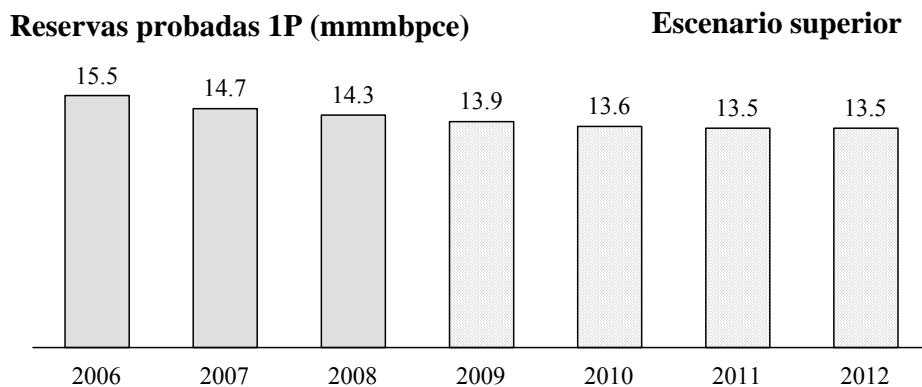
Escenario superior



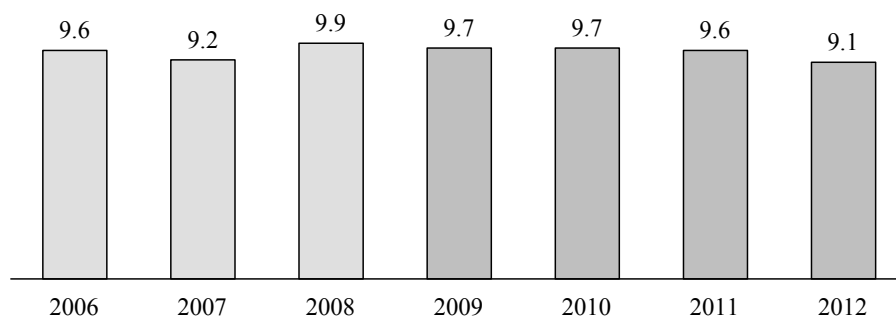
^{P/} = Perspectiva de cierre

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Las reservas probadas se mantienen en el tiempo, aun cuando la producción comienza a aumentar.



Relación reserva-producción 1P (años)



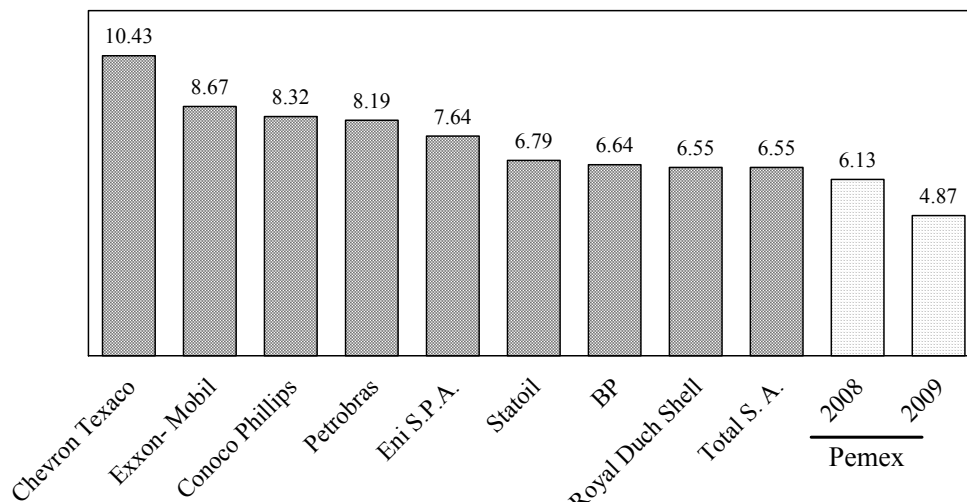
Nota: Las reservas están referidas al 31 de diciembre de cada año.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- Las reservas probadas empiezan a incrementarse a partir de 2013, sin embargo, la relación reserva producción no se incrementa ya que la producción también se incrementa gradualmente en los siguientes años.
- Las reservas estimadas consideran los lineamientos de la SEC vigentes al 31 de diciembre de 2008.

Respecto a otras empresas petroleras, Pemex registra bajos costos de producción.

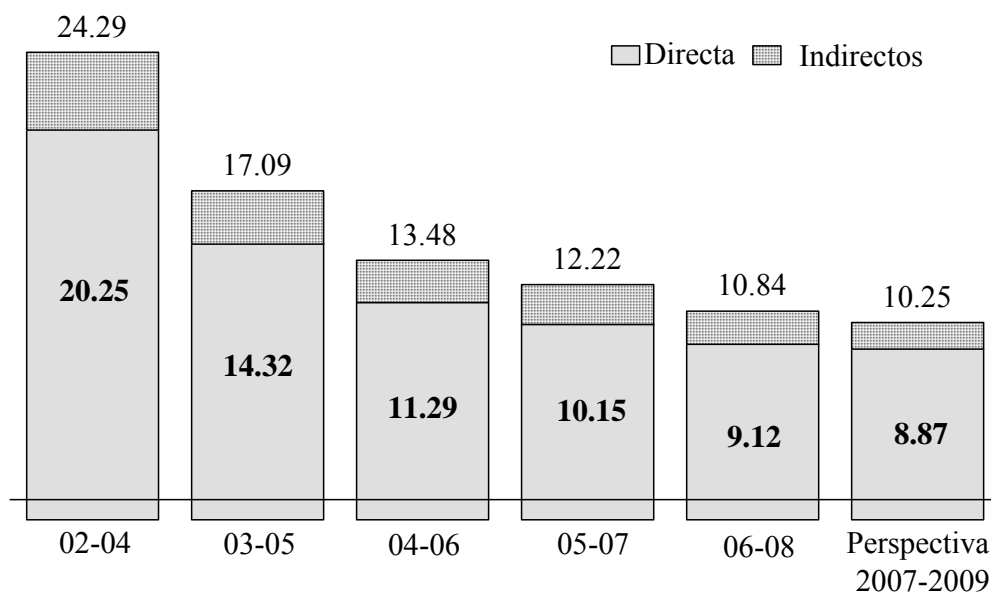
Dólares @ 2007 por barril de petróleo crudo equivalente



Nota: No incluyen participación gubernamental, royalties y otros derechos e impuestos de producción.

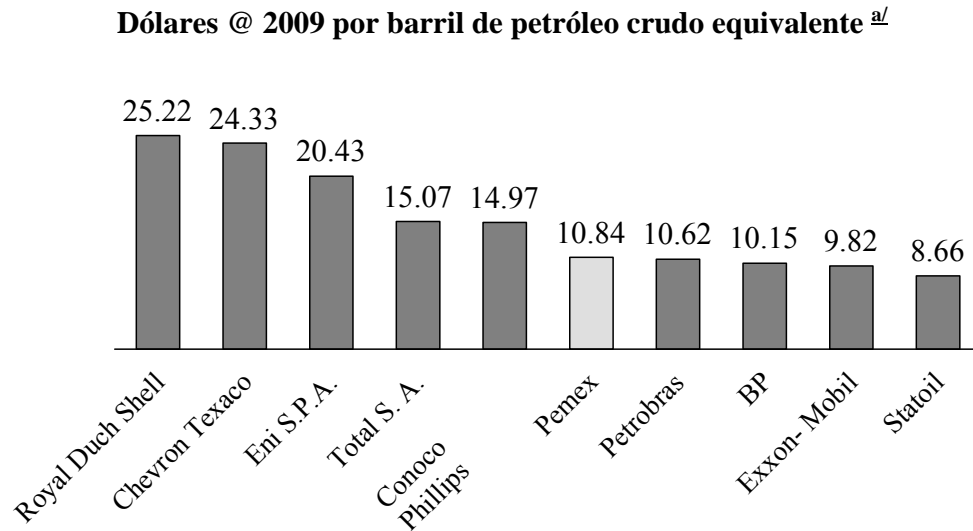
FUENTE: John S. Herold. Financial and Operational: Reportes anuales e informes de compañías a la Securities and Exchange Commission.

COSTOS DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO^{a/} -Dólares @ 2009 por barril de petróleo crudo equivalente-



^{a/} Costo promedio trianual estimado con base en la variación neta de reservas probadas desarrolladas. Estimación en términos reales considerando el deflector específico de precios de la Industria Petrolera de Cambridge Energy Research Associates (CERA), 2008.

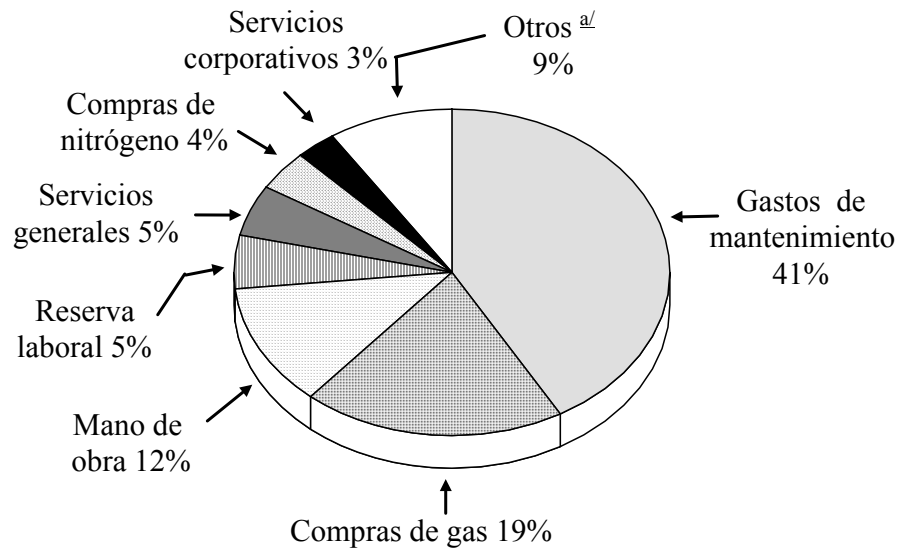
Los costos de descubrimiento y desarrollo de Pemex son competitivos respecto a las principales compañías petroleras internacionales.



^{a/} Costo promedio trianual 2006-2008 con base en la variación neta de reservas probadas desarrolladas, estimado en términos reales con base en el deflactor de precios de la industria petrolera de Cambridge Energy Research Associates (CERA) e información de John S. Herold, Operational Summary, 2008

El 78% del gasto de producción lo determinan los gastos de mantenimiento, compras de gas, mano de obra y reserva laboral.

ESTRUCTURA DE COSTOS
Primer semestre 2009
-Por ciento-



^{a/} Incluye gastos de administración del corporativo, administración PEP, productos petrolíferos, adquisición de materiales y otros gastos

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

La reforma energética y algunas estrategias

Objetivos de la reforma Energética

- Fortalecer a Pemex y por lo tanto incrementar las reservas y producción de hidrocarburos de México competitiva y eficientemente.
 - Mayor flexibilidad: administración, presupuesto y deuda.
 - Régimen contractual especial para servicios de exploración y producción.
 - Mejor rendición de cuentas con enfoque de negocios.
 - Régimen fiscal especial para Chicontepec y aguas profundas.

▪ Fortalecimiento de la gobernanza corporativa.

Financiera	Que permiten atender los objetivos estratégicos del mapa de Pemex.	F1 Maximizar el valor económico de forma sustentable		N Iniciativas de PEP
	F2 Optimizar los costos totales.	F4 Generar resultados positivos en todos los organismos subsidiarios y filiales.		F3 Incrementar los ingresos de la empresa.
Clientes	Excelencia operativa.		Responsabilidad social	Crecimiento
	C2 Maximizar la preferencia de los clientes, cumpliendo sus expectativas en términos de calidad y servicio.	C1 Mejorar la imagen, los servicios y las relaciones con las partes interesadas.		C3 Asegurar el abasto y sostener o incrementar la participación en mercados.
Procesos	P11 Alcanzar estándares sobresalientes de eficiencia y confiabilidad operativa que incluyan la aplicación de la mejor tecnología.	P12 Garantizar la seguridad física de personas e instalaciones.		P5 Desarrollar nuevos negocios.
	P10 Mejorar la planeación, la coordinación operativa, la presupuestación y la gestión administrativa, financiera y de control interno.	P8 Fortalecer el desempeño ambiental.		P4 Atender las necesidades de infraestructura de distribución.
	P9 Incrementar la productividad laboral.	P7 Alcanzar estándares sobresalientes en seguridad industrial.		P3 Incrementar la producción de destilados y de petroquímicos rentables.
	P6 Mejorar la planeación, la administración y el financiamiento de proyectos.			P2 Incrementar la disponibilidad de crudo y de gas.
Aprendizaje	A1 Asegurar un desempeño superior de recurso humano.	A3 Simplificar la regulación interna.	Modernización de la gestión	A6 Promover el desarrollo, la asimilación y la adquisición de tecnologías.
	A7 Modernizar las relaciones laborales.	A5 Implantar una cultura empresarial enfocada a resultados.	A4 Adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo, transparencia y rendición de cuentas.	A2 Promover cambios al marco regulatorio ty al régimen fiscal.

Alcance: caso aguas profundas

Objetivo:

Obtener servicios para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en el área contractual a través de contratos de desempeño.

Áreas contractuales

- Con base en un sistema de sectores (1' x 1'); área de 20' x 20'.

Primera fase: exploración

- 5 + 2 + 2 años con programa de reducción de áreas.

Evaluación y viabilidad comercial

- Si es comercial, el contratista debe presentar un programa de desarrollo para aprobación.
- Si no es comercial, el contratista devolverá el área a solicitud de Pemex, sin remuneración alguna.

Segunda fase: desarrollo y producción

- Plazo total del contrato: hasta 30 años, incluyendo la fase de exploración y abandono.

ESTRATEGIA PARA INCREMENTAR LA TASA DE INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE ACEITE

Situación actual	Principales acciones	Resultados esperados
<ul style="list-style-type: none"> - Las Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla contienen 35% de los recursos prospectivos totales del país. - Estas cuencas han aportado 75% de las reservas 3P descubiertas de 2000 a 2008. - Asimismo, el éxito comercial en las Cuencas del Sureste alcanzó 50% en el mismo período. - El aceite es el tipo de hidrocarburo predominante en estas cuencas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Documentación robusta de proyectos. - Focalizar la exploración en áreas prioritarias. - Implementar oportunidades de crecimiento. - Asegurar esquemas de participación de terceros. 	<ul style="list-style-type: none"> - Descubrir campos entre 16 y 128 mmbpce. - Alcanzar un éxito comercial mayor de 50 por ciento. - Mejorar la imagen sísmica en plays asociados a tectónica salina. - Fortalecer el portafolio de oportunidades exploratorias en número y volumen de recursos prospectivos. - Descubrir nuevos campos de aceite en horizontes terciarios y nuevos plays. - Tecnologías críticas implantadas.

ESTRATEGIA EN ÁREAS PRODUCTORAS DE GAS NO ASOCIADO

Situación actual	Principales acciones	Resultados esperados
<ul style="list-style-type: none"> - Las principales cuencas productoras de gas no asociado son Burgos y Veracruz, destacando la primera por su volumetría. - De las reservas 3P incorporadas en los últimos 9 años, 17% provienen de dichas cuencas gasíferas. - Los resultados de exploración del año 2009 en la Cuenca de Veracruz, han originado la necesidad de elaborar un programa intensivo de adquisición sísmica 3D. 	<ul style="list-style-type: none"> - Intensificar la adquisición de información geológica-geofísica. - Acelerar la generación de oportunidades exploratorias. - Documentación robusta de proyectos. - Definir esquemas de participación de terceros. 	<ul style="list-style-type: none"> - Descubrir campos con reservas mayores de 4 mmbpce. - Incrementar el número de oportunidades exploratorias, reduciendo el riesgo y la incertidumbre asociada. - Incrementar el porcentaje de éxito en las cuencas gasíferas. - Tecnologías implantadas.

ESTRATEGIA PARA DELIMITACIÓN DE CAMPOS

Situación actual	Principales acciones	Resultados esperados
<ul style="list-style-type: none"> - En el período 2002 a 2008 se han delimitado 9 campos, lo que ha permitido reclasificar un volumen de 223 mmbpce a reservas probadas e incorporar 902 mmbpce de reservas 3P. - Por su volumen y área, los campos a delimitar se encuentran principalmente en las Cuencas del Sureste. 	<ul style="list-style-type: none"> - Intensificar la adquisición de información geológica-geofísica. - Caracterizar y delimitar los campos. - Documentación robusta de proyectos. - Asegurar esquemas de participación de terceros. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reclasificación de reservas posibles a probables y probadas. - Mayor certeza a los límites verticales y horizontales de los campos descubiertos. - Modelos estáticos 3D poblados con las propiedades petrofísicas. - Conceptualización y visualización de esquemas de desarrollo.

ESTRATEGIA DE REACTIVACIÓN DE CAMPOS

Situación actual	Principales acciones	Resultados esperados
<ul style="list-style-type: none"> - Campos con producción marginal, inferior a 1 000 bpced. - Campos con reserva sin explotar. - Campos en proceso de abandono. - Campos con altos costo de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> - Documentación de campos con oportunidades de reactivación. - Diseño de programas de toma de información. - Implementación de tecnologías. - Esquemas de participación de terceros. - Administración del recurso humano. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento en la capacidad de ejecución. - Reclasificación de reservas. - Producción incremental de hidrocarburos. - Incremento en el factor de recuperación. - Optimización del costo de producción. - Beneficios económicos de PEP y terceros.

DESARROLLO EFICIENTE DE CAMPOS COMPLEJOS

Situación actual	Principales acciones	Resultados esperados
<ul style="list-style-type: none"> - Chicontepec (Proyecto Aceite Terciario del Golfo) contiene aproximadamente 137 mmbpce de volumen original 3P. Sin embargo, su factor de recuperación para reservas aprobadas alcanza 5 por ciento. - Las reservas 3P de crudo extrapesado descubiertos cercanas al complejo Ku-Maloob-Zaap ascienden a 1 607 millones de barriles de petróleo crudo, con un factor de recuperación de reservas probadas de 8 por ciento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ampliación de la capacidad de ejecución en Chicontepec para incorporar terceros. - Organización de equipos de especialistas con ámbitos de competencia claramente definidos. - Adquisición acelerada de información de campos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento del factor de recuperación por arriba de 10% para Chicontepec y los campos de crudos extrapesados, en reservas probadas. - Optimizar los costos de descubrimiento y desarrollo y producción para minimizar el impacto en los resultados globales de PEP. - Incrementar la reclasificación a reservas probadas.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/files/content/presentacion_vsp_20091106.pdf

El crecimiento verde en México es posible (BM)

El 26 de octubre de 2009, el Banco Mundial (BM) publicó que México puede reducir sus emisiones de carbono (CO₂) en por al menos 42% (ó 477 millones de toneladas) por año hasta 2030 sin sacrificar su crecimiento económico, concluye un estudio del Banco Mundial sobre crecimiento económico con baja intensidad de carbono.

El estudio fue presentado a 120 legisladores de las principales economías en el marco del Foro GLOBE de Legisladores en Copenhague organizado por la Organización Global de Legisladores para un Ambiente Balanceado (GLOBE) y la Alianza COM+ de Comunicadores para el Desarrollo Sostenible.

El foro tuvo lugar en una crítica etapa antes de las negociaciones formales de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) que tendrán lugar en diciembre en esta capital.

El documento *México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono (MEDEC)* identifica 40 acciones enfocadas a la reducción de emisiones de CO₂ que podrían implementarse en el corto plazo y a bajo costo. Identifica un gran potencial para la reducción de CO₂ en transporte, generación de energía, petróleo y gas, sector agrícola y forestal y en la mejora de la eficiencia energética. No obstante, advierte que la implementación de estas iniciativas a mayor escala en los próximos 20 años requiere de cambios en los marcos financieros, regulatorios e institucionales del país.

“México ha reconocido que será muy afectado por los efectos del cambio climático”, comenta el Jefe de la Unidad de Asuntos Internacionales de la Secretaría de Hacienda de México. “La buena noticia es que ha decidido actuar en consecuencia. Eso significa que a pesar de no ser un importante contribuyente a las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial, quiere enviar una señal de que es importante tomar medidas”.

Alrededor de 61% de las emisiones de CO₂ del país provienen del consumo energético. El transporte, la industria y el sector residencial y comercial son las actividades que más energía consumen. Un 21% de las emisiones resulta de prácticas relacionadas con el uso de suelo, incluida la deforestación, y 10% de la gestión de los desechos sólidos y líquidos producidos en el país.

“Pocos países en el mundo han demostrado su disposición a contribuir al mejoramiento del medio ambiente y la prevención del cambio climático como México. Confiamos en que la identificación clara de las áreas de oportunidad delineadas en el informe ayudará al país a fortalecer su estrategia de desarrollo y a avanzar en la construcción de un futuro bajo en emisiones de carbono”, comentó la Directora para Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe del Banco Mundial.

México es uno de los participantes más activos en el diálogo internacional sobre cambio climático, y ha demostrado su determinación de hacer frente al mismo mediante el diseño de un Programa Especial de Cambio Climático (PECC), que define el plan de acción de largo plazo y fija metas de mediano plazo en lo que se refiere a medidas de adaptación y mitigación.

“La construcción de un modelo de desarrollo bajo en emisiones de carbono en México es una posibilidad real y tangible que puede alcanzarse con costos económicos y financieros relativamente bajos. No obstante, requiere la formulación de políticas que permitan acelerar la implementación de las acciones requeridas”, aseguró Todd M. Johnson, especialista en Energía del Banco Mundial y autor del estudio junto con Claudio Alatorre, Zayra Romo y Feng Liu.

En consecuencia, la forma más eficiente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero sería por medio de acciones tanto viables como económicamente eficientes en estas áreas:

- Transporte: Las acciones con más potencial y más eficientes en términos de costos son las que buscan incrementar el número de viajes en el transporte público y mejorar la eficiencia de la flota vehicular. El estudio plantea elevar la importancia del transporte público a través de concesiones privadas y fomentar la integración entre éste y el desarrollo urbano a nivel municipal y federal. Tales iniciativas podrían reducir significativamente las emisiones de este sector al tiempo que mejoran el acceso a viviendas, escuelas, centros comerciales, reducen la congestión y los tiempos de viaje, y proveen beneficios de salud a todos los mexicanos.

- Agricultura y silvicultura: Una parte significativa de las emisiones de CO₂ en México proviene de la deforestación y la degradación de la tierra. Las acciones en este sector incluyen la reducción de la deforestación y la promoción de la forestación y reforestación a través de una mejor gestión de los bosques y las plantaciones comerciales.

- Energía eléctrica y de petróleo y gas: La demanda de México para la energía eléctrica y de petróleo y gas se prevé que aumente considerablemente en los próximos años. Plantas de energía a base de combustibles fósiles podrían ser sustituidas por tecnologías más limpias y renovables como la hidráulica, la eólica (especialmente en Oaxaca), geotérmica y de biomasa. También existe gran potencial de cogeneración en las instalaciones de Pemex que podría proporcionar hasta 6% de la capacidad total de energía en México.

- Eficiencia energética: La promoción de la eficiencia en el consumo en los sectores público, residencial, comercial e industrial es prioritaria para reducir las emisiones de carbono, pues representan 95% del consumo de energía eléctrica y 48% del total de la energía que consume el país. La eficiencia energética de los motores y

hornos industriales podría mejorarse y aprovechar el potencial en la cogeneración industrial inutilizada en varias industrias.

De acuerdo con el estudio, dichas acciones podrían generarle beneficios al país, dado que todas ellas redundarían colateralmente en una mayor seguridad energética, mejoras en la salud y la protección del medio ambiente en general, y algunas estimularían la transferencia de recursos financieros derivados de créditos de carbono y de programas internacionales como los Fondos de Inversión en el Clima que promueven la mitigación del cambio climático.

La investigación se enmarca dentro del estudio *Desarrollo con menos carbono: Respuestas latinoamericanas al desafío del cambio climático*, la publicación anual más importante del Banco Mundial sobre América Latina y el Caribe. Muchas de las conclusiones del estudio fueron presentadas en esta publicación, la cual analiza las repercusiones del cambio climático en la región con mayor diversidad del mundo y sugiere medidas que los países podrían tomar para prevenir sus efectos.

El apoyo del Banco Mundial a la Estrategia de Desarrollo con Menos Carbono de México

Para responder al desafío del cambio climático, el Directorio Ejecutivo del Banco Mundial aprobó entre 2008 y 2009 cuatro préstamos por un total de 2 mil 703 millones de dólares estadounidenses para apoyar la sustentabilidad medioambiental en México, con énfasis especial sobre cambio climático.

La estrategia busca integrar consideraciones de tipo ambiental en las políticas públicas, con el fin de aumentar la competitividad y el desarrollo económico y social y simultáneamente proteger el medio ambiente. El programa aspira a reducir la contaminación de agua y aire, promover el uso eficiente de agua y energía, así como la conservación de tierras y recursos forestales.

En lo que sigue, el Resumen del documento de Banco Mundial.

México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono

El Programa Especial de Cambio Climático (PECC) publicado en agosto de 2009, define el plan de acción de largo plazo de México sobre cambio climático, así también como las metas de mediano plazo en lo que hace a las medidas de adaptación y mitigación. El propósito del presente estudio –*México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono* (MEDEC)– es contribuir a la ejecución del mencionado plan de acción de largo plazo.

El estudio contempla la evaluación del potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en México durante los próximos 20 años. La evaluación también comprende el uso de una metodología común respecto de las intervenciones para reducir las emisiones de carbono en los sectores clave que las producen en México. Teniendo en cuenta las intervenciones que fueron evaluadas, el estudio desarrolla un escenario para la disminución de las emisiones de carbono hasta el año 2030.

Los beneficios de dirigirse hacia una economía de bajas emisiones

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero es de fundamental importancia para México, no sólo para enfrentar el cambio climático, sino también para facilitar el desarrollo económico, énfasis clave de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENACC). Los beneficios para México resultantes de dirigirse hacia una economía de bajas emisiones podrían traducirse básicamente en cuatro aspectos:

- Puesto que existe la probabilidad de que sufra desproporcionadamente los impactos del cambio climático (sequía, aumento del nivel del mar, tormentas

tropicales con mayor grado de severidad), México tiene sumo interés en convertirse en un participante importante de un acuerdo internacional que establezca un límite para este tipo de emisiones.

- Varias intervenciones “ganar-ganar” de bajas emisiones (intervenciones que tienen tasas de retorno económicas positivas y que deben llevarse a cabo independientemente de las consideraciones sobre cambio climático) pueden contribuir significativamente al desarrollo económico de México.

Numerosas son las intervenciones de bajas emisiones que tienen importantes cobeneficios para México, como los beneficios relacionados con la seguridad energética asociados con el uso eficiente de energía (tanto en el sector de oferta como en el sector de demanda de energía) y con proyectos de energías renovables; los beneficios para la salud humana resultantes del transporte y de otras intervenciones que reducen los contaminantes del aire a nivel local; y los beneficios para la protección del medio ambiente, que se pueden lograr a través de la silvicultura y el manejo de recursos naturales, los programas de reducción de desechos y las menores emisiones de contaminantes locales provenientes de las instalaciones del sector energía.

Es probable que los países que avanzan hacia un desarrollo de bajas emisiones, a través de la transferencia de recursos financieros en el mercado del carbono y de los nuevos programas públicos que propenden por la mitigación del cambio climático, cosechen ventajas estratégicas y competitivas.

Opciones de mitigación por sector

El estudio MEDEC contempló la evaluación de las intervenciones de bajas emisiones en cinco sectores: electricidad, petróleo y gas, uso final estacionario de energía,

transporte y el sector agrícola y forestal. Para seleccionar las intervenciones, se aplicaron tres criterios:

- Las intervenciones debían tener un potencial considerable para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El umbral para incluir una intervención fue 5 millones de toneladas de CO₂ equivalentes (MtCO₂e) en el período de implementación 2009-2030.
- Las intervenciones debían tener costos económicos y financieros bajos. Se le daba máxima prioridad a las intervenciones “ganar-ganar”. También se incluyó un segundo grupo de proyectos, con costos de carbono de \$25/t o inferiores.
- Las intervenciones debían ser factibles en el corto o mediano plazo. A fin de asegurar que se cumpliera con este criterio, fue necesario investigar las barreras de información, regulatorias e institucionales que impiden la adopción en gran escala de las intervenciones de bajas emisiones. En primer lugar, expertos del sector determinaron la factibilidad de las intervenciones y luego se realizó un análisis con funcionarios del gobierno y expertos internacionales en la materia. Todas las intervenciones definidas en el MEDEC ya se han implementado, al menos a nivel de proyecto piloto, en México o en otros países donde imperan condiciones similares. Algunas intervenciones enfrentarán barreras en el corto plazo (próximos cinco años), pero se sostiene que las barreras que impiden su adopción son superables en el mediano plazo.

- Electricidad

La demanda de energía eléctrica en México ha crecido más rápido que el PIB durante las últimas décadas, y es probable que esta tendencia continúe. En un escenario “más de lo mismo” (business as usual, o statu quo), satisfacer la demanda creciente de electricidad incrementaría las emisiones totales de CO₂e provenientes de la

generación de electricidad en 230% entre 2008 y 2030 (de 142 MtCO₂e a 322 MtCO₂e). La generación de energía eléctrica con carbón y con turbinas a gas se incrementaría en este escenario, correspondiendo al carbón el 37% de la capacidad nueva instalada y el 25% al gas natural.

Suponiendo un costo neto de CO₂e de tan sólo \$10/tonelada, otras tecnologías de generación de electricidad de bajas emisiones –generación hidráulica de pequeña escala, eólica, biomasa, geotérmica, cogeneración (es decir, la generación de calor y electricidad en la misma instalación)– podría reemplazar gran parte de la generación con combustibles fósiles (principalmente carbón, pero también gas natural) en el escenario “más de lo mismo”. En el escenario MEDEC de bajas emisiones, la participación de electricidad generada con carbón caería de 31 a 6%, y aumentaría considerablemente el aporte de las tecnologías de bajas emisiones, incrementándose de 1.4 a 6.0% para la energía eólica, de 2 a 11% para la energía geotérmica, de 0.1 a 8.0% para la energía de la biomasa, y de 14 a 16% para la generación hidráulica. A costos netos inferiores a los costos marginales de la generación de electricidad en México, la cogeneración suministraría el 13% de la nueva capacidad eléctrica en el escenario MEDEC. Los costos de disminución se calcularon comparando los costos netos (incluyendo capital, combustibles y costos de operación y mantenimiento) de cada una de las tecnologías de bajas emisiones con los costos de la capacidad desplazada con base en carbón y gas natural.

Es necesario realizar varios cambios en las políticas y mecanismos regulatorios a fin de ampliar la participación de la electricidad generada por fuentes renovables y la eficiencia en el sector eléctrico. Si bien los costos de la generación eoloeléctrica se encuentran entre los más bajos del mundo –por la alta calidad de los recursos eólicos del Istmo de Tehuantepec–, los enormes recursos eólicos con que cuenta el país no han sido suficientemente desarrollados. Entre los factores que impiden el desarrollo de estos recursos se encuentran los precios excesivamente bajos que la Comisión

Federal de Electricidad (CFE) de México asigna a la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles en su proceso de planeación, la falta de reconocimiento del efecto del portafolios energético en la planificación del sector eléctrico, que incrementaría la participación de las intervenciones de energías renovables, debido a la menor volatilidad de sus costos; y la incapacidad de adaptar los procedimientos de adquisiciones a las particularidades de los proyectos de energías renovables. Es necesario definir nuevos procedimientos de contratación para los proyectos de cogeneración y otros de pequeña escala, a fin de reducir los riesgos y costos de transacción de los pequeños productores.

- Petróleo y gas

En el sector petróleo y gas de México hay un importante potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero desarrollando intervenciones “ganar-ganar” e intervenciones de bajo costo. En particular, el importante potencial para la cogeneración en las instalaciones de Petróleos Mexicanos (Pemex) podría proveer más de 6% de la actual capacidad eléctrica instalada de México.

Entre las intervenciones específicas que pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que tienen buenas tasas de retorno económicas están reducir las pérdidas en el sistema de distribución de gas, aumentar la eficiencia en las instalaciones petroleras, gaseras y de refinación de Pemex, y hacer realidad el potencial de cogeneración en las seis refinerías y cuatro plantas petroquímicas de Pemex. El desarrollo de este potencial exigirá un marco regulador que permita y fomente la venta de energía y capacidad excedentes a la red eléctrica.

A pesar de sus excelentes tasas de retorno, las inversiones en cogeneración y reducción de pérdida de gas son menos atractivas para Pemex que las inversiones en exploración y desarrollo. El financiamiento de la inversión también es difícil por dos razones. En primer lugar, el elevado endeudamiento de Pemex –el más alto de

cualquier compañía petrolera en el mundo— ha dificultado la explotación de los mercados comerciales de crédito bajo términos razonables. Este problema es más difícil aún por la reciente crisis financiera internacional, no obstante las medidas para reformar la industria petrolera que se acaban de aprobar. En segundo lugar, si bien la industria petrolera representa solamente alrededor de 3% del PIB, los ingresos petroleros corresponden a más de un tercio del presupuesto federal de México. Esto impide al gobierno adoptar medidas con el propósito de reducir los pagos de impuestos de Pemex en el corto plazo. Las medidas que permitan los contratos con el sector privado para la realización de proyectos de cogeneración y para reducir el venteo y la quema de gas podrían reducir los requerimientos de inversión de parte del sector público.

Si bien el escenario MEDEC reduce la demanda de gas natural en comparación con la línea base, tanto MEDEC como otros estudios realizados recientemente prevén un significativo incremento en el monto absoluto del consumo de gas natural. Por lo tanto, es sumamente importante que el plan del gobierno destinado a ampliar la producción de gas natural tenga éxito.

- Uso final de la energía

Desde 1995, la demanda de electricidad en México ha crecido a un ritmo superior al 4% anual. La gestión de este crecimiento a través de medidas de uso eficiente de energía en los sectores de consumo final será fundamental para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Más de la mitad del uso industrial de energía tiene lugar en tres subsectores: cemento, siderurgia y químico y petroquímico. Muchas de las industrias de materiales básicos de gran escala de México, incluyendo siderurgia y cemento, se encuentran entre las más eficientes del mundo. El problema radica en que gran parte del sector industrial está compuesto por pequeñas y medianas empresas que a menudo utilizan equipos

obsoletos y no tienen acceso al conocimiento técnico ni al financiamiento para realizar mejoras. Estas empresas son relativamente intensivas en un alto uso de la electricidad. Las principales fuentes de ahorros de energía en el sector industrial provienen de las mejoras realizadas en cuanto a la eficiencia del uso de energía en motores, calderas de vapor y hornos, y también provienen de sistemas de cogeneración, cuyo potencial se ha aprovechado en menos del 20 por ciento.

El aire acondicionado, los aparatos electrodomésticos y los productos electrónicos serán las áreas principales en las cuales crecerá la demanda de electricidad en el sector residencial en México. En combinación con el alumbrado público, estos usos finales de energía representan aproximadamente participaciones iguales en el consumo de electricidad del sector residencial. Las tasas de saturación de los acondicionadores de aire en México alcanzaron aproximadamente el 20% en 2005, muy por debajo de las tasas de 95% de regiones de Estados Unidos de Norteamérica con similares grados-días de enfriamiento. La tasa de saturación de los refrigeradores es relativamente alta en México –alcanzó el 82% en 2006–, pero se espera aún un incremento considerable. No obstante los esfuerzos recientemente realizados para promover el uso de lámparas fluorescentes compactas, las lámparas incandescentes representan aproximadamente 80% de las lámparas en uso en el sector residencial en México, siendo ello una señal del gran potencial que existe para ampliar los esfuerzos del plan de reemplazo de lámparas. También existe un potencial de mitigación significativo para calentar agua en las zonas urbanas a través del uso de la energía solar y para las estufas o cocinas de leña mejoradas en las zonas rurales.

Las políticas para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial, comercial y público –que incluyen normas de eficiencia más estrictas y con un mejor cumplimiento para alumbrado público, aire acondicionado, refrigeración y edificios– serán fundamentales para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. Tal como lo demuestra el análisis, la inversión requerida en todas las intervenciones de

eficiencia en el uso de la electricidad es significativamente menor que la inversión en plantas generadoras de electricidad que de lo contrario serían necesarias.

- Transporte

El sector transporte es el de mayor envergadura y rápido crecimiento en lo que respecta al consumo de energía y a las emisiones de gases de efecto invernadero en México, y el transporte por carretera representa aproximadamente el 90% de las emisiones producidas de CO₂e. Entre 1996 y 2006, el parque automotor de México casi se triplicó, pasando de 8 millones de vehículos a más de 21 millones. El incremento en el uso de energía por parte del transporte por carretera se cuadruplicó entre 1973 y 2006. La importación de vehículos procedentes de Estados Unidos de Norteamérica ha sido un factor importante detrás del crecimiento del parque automotor, lo que también ha llevado a un incremento en la edad promedio de dicho parque y a motivos de preocupación en cuanto al bajo promedio de kilómetros recorridos por litro de gasolina y al alto nivel de emisiones de gases y partículas contaminantes.

Se evaluaron varias intervenciones interrelacionadas que reducen las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector transporte. Las mismas comprendieron incrementar la densidad del desarrollo urbano, elevar las normas de eficiencia energética para los vehículos nuevos, optimizar las rutas para el transporte colectivo, crear un sistema de transporte masivo con buses (TMB), fomentar el transporte no motorizado, exigir la verificación o inspección de los vehículos actualmente en uso en las principales ciudades, aplicar restricciones a la importación de vehículos mediante la verificación, coordinar el transporte de carga por carretera, y promover el transporte ferroviario de carga.

Dado el patrón de urbanización histórico y proyectado en México, el transporte urbano y los problemas relacionados de planificación del uso del suelo serán un

componente fundamental en el uso total de energía por parte del sector transporte y las emisiones resultantes. El análisis revela la importancia de resolver los problemas del transporte en forma integrada y programática en vez de adoptar medidas individuales. Las intervenciones con el potencial más vasto que son más costo-efectivas son aquellas que incrementan el porcentaje de viajes en transporte público y aquellas que mejoran la eficiencia del parque automotor. El incremento del uso del transporte público –inclusive a través de concesiones privadas– requerirá el desarrollo de mecanismos que integren las acciones de transporte público y de desarrollo urbano tanto del gobierno federal como de los gobiernos municipales. La promoción de políticas de transporte más sostenibles puede redundar en numerosos cobeneficios sumados a la mitigación del cambio climático, incluyendo la disminución de la congestión (y los correspondientes ahorros de tiempo de viaje) y en mejoras en la salud pública como resultado de un menor nivel de contaminación del aire.

- Sector agrícola y forestal

El sector agrícola y forestal es uno de los sectores clave en el que se pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en México. Las intervenciones mencionadas en el estudio MEDEC se basan en un modelo geográfico que determinó las áreas que pueden dedicarse a varias actividades rurales, reduciendo al mínimo los posibles impactos negativos sobre la producción de alimentos y la conservación de la biodiversidad.

Las intervenciones en el subsector forestal –incluyendo la reforestación, plantaciones comerciales y medidas para reducir las emisiones producidas por la deforestación y degradación de los bosques (REDD)– representan el 85% de las medidas de mitigación propuestas en el sector agrícola y forestal. Las mismas se encuentran entre las opciones más importantes de mitigación para México. Las intervenciones en este

sector que cuentan con los beneficios más altos son aquéllas que sustituyen el uso de combustibles fósiles mediante la producción sostenible de la energía de la biomasa, a la vez que reducen la deforestación y degradación de los bosques.

Muchas de las intervenciones en el subsector forestal tienen beneficios ambientales no cuantificados, como la conservación del suelo, las mejoras en la calidad del agua y la preservación de los ecosistemas, además de beneficios cuantificados relacionados con la generación de ingresos y empleo para las comunidades rurales. El éxito de la ampliación de las intervenciones en el subsector forestal en México depende de los cambios institucionales que se adopten en el manejo forestal, el mejoramiento de los mecanismos de financiamiento público y el desarrollo de un mercado para los productos forestales sostenibles.

Las medidas más costo-efectivas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector agricultura son más limitadas, en parte por la falta de investigación y desarrollo de las medidas de bajas emisiones. Sin embargo, la labranza mínima para la producción de maíz –que requiere menos energía y parece facilitar el secuestro de carbono en suelo– pareciera ser una tecnología prometedora.

El etanol producido a partir de la caña de azúcar tiene un significativo potencial para la reducción de gases de efecto invernadero, si bien el nivel de productividad de la producción de caña de azúcar en México es actualmente bajo (los costos de producción son considerablemente superiores a los precios del azúcar en el mercado mundial). Se estima que otras intervenciones con biocombustibles líquidos –etanol producido del sorgo y biodiesel producido del aceite de palma y de la jatropha– tienen un potencial limitado para la reducción de gases de efecto invernadero sin incidir en el uso del suelo para cultivos alimentarios, bosques o conservación de ecosistemas.

Reducciones de emisiones asociadas con un escenario de bajas emisiones

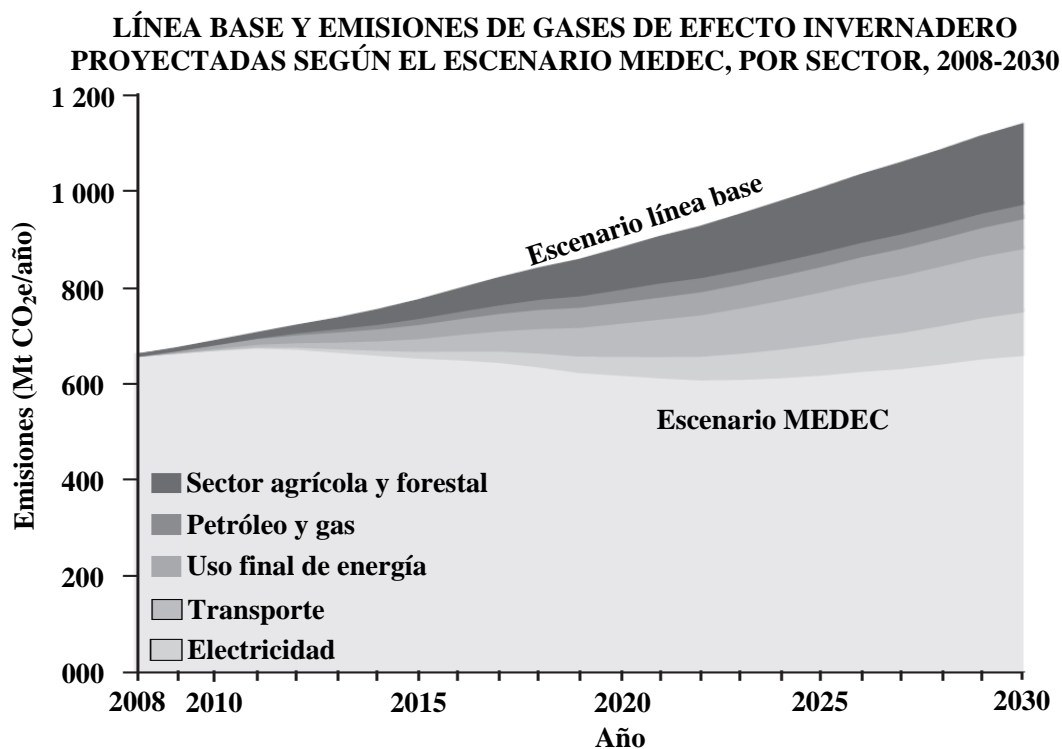
La línea base, o escenario “más de lo mismo”, se definió utilizando el modelo Learning for Equality, Access and Peace (Aprendizaje para la igualdad, el acceso y la paz, o LEAP por sus siglas en inglés) con base en supuestos macroeconómicos para el PIB, el crecimiento poblacional y los precios de los combustibles, que están en línea con las estimaciones del gobierno mexicano de principios de 2008. En el escenario “más de lo mismo”, se considera que las emisiones totales de CO₂e crecerán de 660 Mt en 2008 a 1 mil 137 Mt en 2030.

La implementación de las 40 intervenciones del MEDEC que cumplen con los criterios definidos para inclusión, reduciría las emisiones de CO₂e en aproximadamente 477 Mt para 2030 respecto de la línea base (ver gráfico “Línea base y emisiones de gases de efecto invernadero proyectadas según el escenario MEDEC, por sector, 2008-2030”). La adopción de estas intervenciones produciría un nivel de emisiones que es prácticamente el mismo que el de 2008, a pesar de un PIB e ingreso per cápita considerablemente más elevados. Las reducciones de las emisiones provendrían del sector agrícola y forestal (162 Mt), transporte (131 Mt), generación de electricidad (91 Mt), uso final de energía (63 Mt), y petróleo y gas (30 Mt). El potencial para la reducción de emisiones del escenario MEDEC es conservador, dado que solamente se consideró el 40% de las intervenciones y el análisis no supuso ningún cambio importante en tecnología.

¿Cuánto costaría en México un desarrollo de bajas emisiones, y cuáles serían los costos de las intervenciones en cada sector? Casi la mitad de la reducción potencial de emisiones proviene de las intervenciones que tienen beneficios netos positivos (costos negativos), lo que quiere decir que su costo total es inferior a la alternativa de altas emisiones de carbono (ver gráfico “Curva de costos marginales de abatimiento”).

Entre las intervenciones que tienen un potencial alto y un costo bajo se encuentran las siguientes:

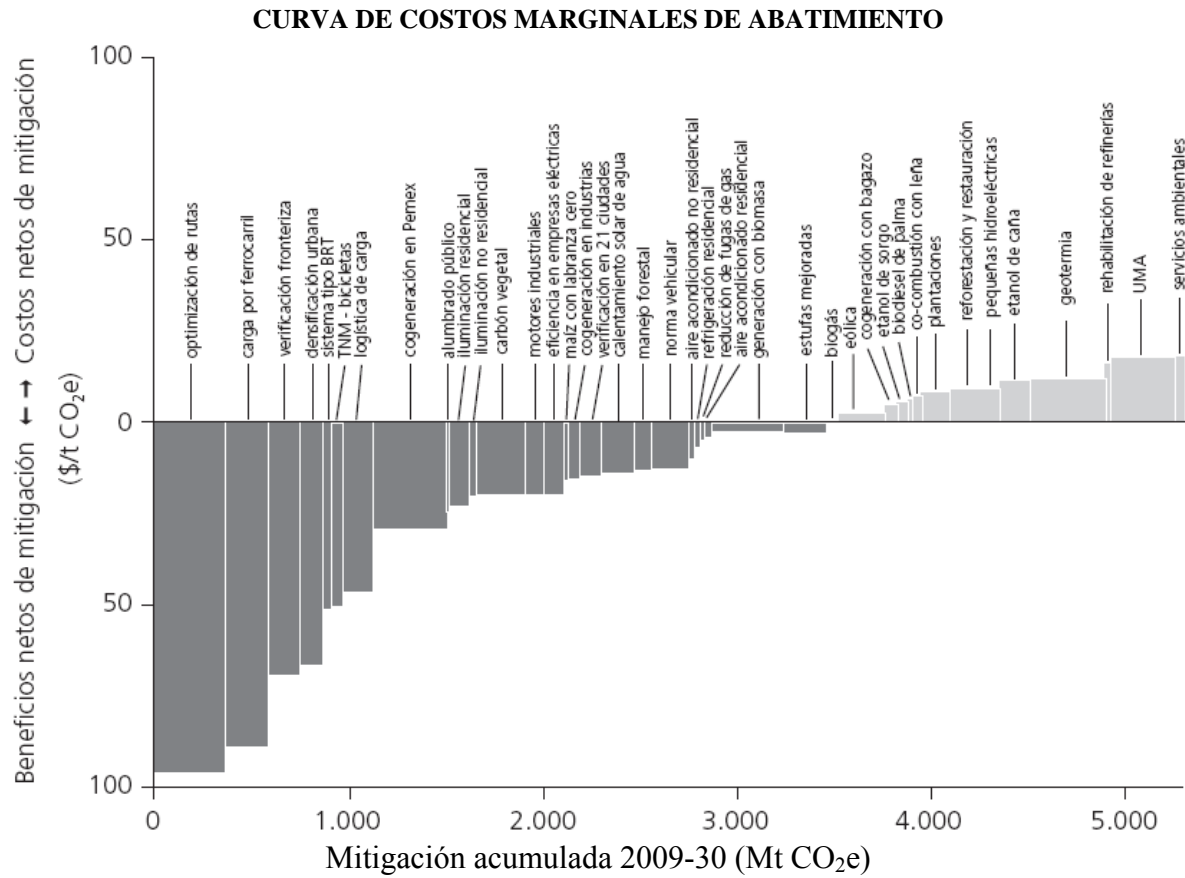
- Transporte público y eficiencia de vehículos.
- La mayor parte de las medidas de eficiencia energética, incluyendo mejoras de eficiencia en la generación, transmisión y distribución de electricidad, alumbrado público, refrigeración, aire acondicionado y estufas de leña mejoradas.
- Varias opciones de suministro de energía a bajo costo, como la cogeneración en industrias (y en Pemex) y el calentamiento solar de agua.



FUENTE: México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono (MEDEC).

A un valor de \$10/t CO₂e, varias otras intervenciones de envergadura, incluyendo reforestación y restauración y plantaciones, rinden beneficios positivos. El 80% del potencial de reducción de gases de efecto invernadero de las intervenciones

establecidas en el estudio MEDEC está por debajo del nivel de \$10/t CO₂e. Elevar el umbral del costo a \$25/t CO₂e permite que se eviten más de 5 mil millones de toneladas de CO₂e hasta el año 2030.



FUENTE: México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbono (MEDEC).

Elementos del programa de bajas emisiones

Muchas intervenciones de alta prioridad en los sectores transporte, electricidad, eficiencia energética y silvicultura tienen costos netos que son bajos o negativos. El hecho de que muchas de estas intervenciones aún no hayan sido adoptadas en gran escala sugiere que existen barreras para su implementación.

- Políticas e inversiones requeridas para el desarrollo de bajas emisiones

Dos de los desafíos más grandes que México enfrentará al dirigirse hacia una economía de bajas emisiones son el financiamiento de los costos iniciales (generalmente más altos) de las inversiones de bajas emisiones y la puesta en marcha de políticas y programas de apoyo para vencer las barreras de tipo regulatorio, institucional y de desarrollo de mercados. Estos costos a menudo son compensados por costos operativos más bajos que producen un beneficio neto económico (en términos de valor presente). No obstante, aún en los casos donde los costos actualizados del ciclo de vida son más bajos, los costos iniciales de inversión más altos con frecuencia inhiben la materialización de estas inversiones. Para algunas intervenciones, en particular en lo que hace al uso eficiente de energía, la inversión inicial se compensa con los ahorros correspondientes en nueva capacidad de generación, llevando a diferencias del costo de inversión “negativas” cuando se tienen en cuenta los efectos aguas arriba. La inversión nueva total requerida para alcanzar el escenario MEDEC de bajas emisiones asciende aproximadamente a 64 mil millones de pesos entre 2009 y 2030, o alrededor de 3 mil millones de pesos por año, equivalentes a aproximadamente el 0.4% del PIB de México en 2008.

La inversión por parte del sector público será fundamental, pero el financiamiento no tendrá que provenir en su totalidad del gobierno; hay espacio suficiente para involucrar al sector privado en las inversiones para financiar la eficiencia energética, las energías renovables y el transporte sostenible. La reciente reforma petrolera representa un paso positivo en la promoción de un mayor nivel de eficiencia en el sector y en la atracción de inversiones provenientes del sector privado. Desde mediados de la década de 1990 se ha producido un incremento espectacular en la cantidad de productores independientes de electricidad a partir de centrales eléctricas a gas natural. Este modelo podría mejorarse y ampliarse con el propósito de promover

la inversión en la eficiencia energética, la cogeneración y el aprovechamiento de energías renovables.

La modificación de las normas que limitan a Pemex para que explote su potencial de cogeneración y aporte una sustancial producción de electricidad a la red es de alta prioridad para el desarrollo de bajas emisiones. Otras políticas importantes podrían ser incrementar las normas de eficiencia energética para vehículos usados y nuevos; revisar las tarifas residenciales de electricidad y aumentar los precios de los productos petrolíferos y del gas natural; modificar las reglas para las adquisiciones del gobierno a fin de facilitar las inversiones en eficiencia energética en escuelas, hospitales, edificios gubernamentales y servicios municipales; mejorar la coordinación entre los gobiernos federal, estatales y municipales y entre los organismos en todos los niveles de gobierno que se relacionen con la planificación urbana del uso del suelo y el transporte público; mejorar la calidad de los combustibles y aplicar normas para la calidad del aire, y ampliar los programas de manejo forestal.

Casi todas las intervenciones definidas en el estudio MEDEC ya se han implementados en México como proyectos de inversión a escala comercial o programas pilotos, demostrando de esta forma la factibilidad de su implementación en el corto plazo. Para muchas de las intervenciones, lo que se necesita es pasar de la escala de un proyecto individual a un programa más amplio. La ampliación de estos proyectos exigirá políticas nuevas y el financiamiento de inversiones incrementales, así como otros cambios institucionales y de comportamiento.

Algunas de las intervenciones establecidas en el estudio MEDEC podrían contar con el aporte provisto por los recursos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) u otros mecanismos internacionales de financiamiento de programas para reducir las emisiones de carbono.

- Prioridades a corto plazo

Varias intervenciones de bajas emisiones se podrían implementar en México en el corto plazo. Las acciones de alta prioridad que ya se han implementado en México y que podrían ampliarse en los próximos cinco años comprenden lo siguiente:

- Sistema de transporte masivo con buses (BRT), con base en proyectos llevados a cabo en México y en otras partes de Latinoamérica.
- Ampliación de los programas de alumbrado y de aparatos electrodomésticos eficientes desarrollados por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) y la Secretaría de Energía (SENER).
- Desarrollo de la energía eólica en Oaxaca y en otros lugares, con base en los proyectos pilotos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Deforestación evitada, con base en el proyecto Los Tuxtlas en Veracruz.
- Cogeneración en las instalaciones de Pemex, con base en el proyecto de Nuevo Pemex.

En donde sea que comiencen los proyectos de desarrollo de bajas emisiones en México, habrá necesidad de experimentar y adquirir experiencia, especialmente en lo que se refiere a los nuevos mecanismos de inversión e instrumentos regulatorios. Para crear el apoyo a nivel nacional para un programa de bajas emisiones, México debe comenzar con medidas que tengan tasas de retorno económicas positivas. Tal como lo demuestra el análisis, tales intervenciones son abundantes. Una segunda prioridad es promover las intervenciones que tienen beneficios sociales y ambientales positivos, tales como aquéllas con externalidades ambientales positivas en el subsector forestal y aquéllas que reducen la contaminación del aire a nivel local y los impactos sobre la

salud, ya sea a través del transporte sostenible o del mejor uso de la leña en comunidades rurales.

Fuente de información:

<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/BANCOMUNDIAL/NEWSPANISH/0,contentMDK:22364049~menuPK:1074627~pagePK:34370~piPK:34424~theSitePK:1074568,00.html>

<http://siteresources.worldbank.org/INTMEXICOINSPANISH/Resources/MEDECExecutiveSummarySpanish.pdf>

El sector energético en las políticas de Asia Central (RIA Novosti)

El 3 de noviembre de 2009, la agencia informativa RIA Novosti informó que en los últimos años, la atención que la comunidad internacional presta a Asia Central ha crecido mucho; en primer lugar, la emergencia de la zona como foco de terrorismo integrista después del 11 de septiembre de 2000 (11-S) atrajo a multitud de analistas de todo tipo, que redescubrieron un territorio inhóspito y desconocido, que había "escapado al control" de la gran mayoría de organismos y agencias internacionales.

A raíz del renovado interés de Occidente por el corazón de Eurasia, otro tipo de análisis cobraron fuerza: los referidos a la posibilidad que ofrecen para la estabilidad de los mercados energéticos los recursos de hidrocarburos y otros tipos que se encuentran en gran medida infra-explotados en la región. Si ya antes de la Guerra de Afganistán liderada por Estados Unidos de Norteamérica los contactos de compañías energéticas con líderes locales habían existido, a partir de la derrota del movimiento talibán y el establecimiento de un gobierno pro-occidental en Kabul éstos se incrementaron al aumentar el optimismo entre los expertos de poder acceder a unos recursos abundantes y sin dueño adjudicado.

La realidad se ha mostrado diferente, en tanto que ni la amenaza ha desaparecido por completo, ni los regímenes centroasiáticos se han mostrado tan cooperativos con Occidente; ni siquiera son tan seguras las cifras que se manejan acerca de la cantidad

de recursos existentes. En las variables que figuraban en los planes de las empresas del sector - y posiblemente, en los de los gobiernos correspondientes que les respaldan - no entraban factores como el auge de potencias regionales como la Federación Rusa, China o Irán, que han actuado como fuerzas centrípetas en la zona, "arropando" a las repúblicas centroasiáticas.

El papel que los recursos energéticos juegan en los nuevos desarrollos que están teniendo lugar en Asia Central, sin ser los únicos, tienen una importancia seminal. El contexto internacional de búsqueda de la "seguridad energética", es decir, del establecimiento de unas redes de suministros rápidos, baratos y no conflictivos de hidrocarburos, podría permitir a la región conseguir unos beneficios socioeconómicos importantes. En cambio, una gestión de esos recursos ineficiente puede acarrear consecuencias desastrosas tanto a niveles locales, como regionales e incluso internacionales. En ese sentido, este artículo pretende responder a una pregunta clara: ¿son los recursos energéticos una causa potencial de conflictos para la región o, en cambio, son instrumentos para la estabilidad?

Para intentar responder a la cuestión que nos interesa es necesario, en primer lugar, identificar a los actores que participan en los diversos procesos relativos a la cuestión energética. Es importante también comparar la importancia relativa que tienen los recursos y sus posibilidades de beneficio para esos actores involucrados; señalar los puntos más conflictivos originados por esa serie de intercambios energéticos debería dar una perspectiva sobre los problemas, tanto a nivel interno como externo, que esa cadena de procesos inflige a los Estado, sus gobiernos y sus poblaciones.

Se trata, en fin, de comprender de un modo global la dinámica de la gestión de unos recursos finitos y codiciados en tanto que motores del desarrollo industrial, básicos para el mantenimiento del nivel de vida en el caso de Occidente o para el crecimiento económico en el de Asia Central.

Territorio, población y recursos

Como señalan Mohammad-Reza Djalili y Thierry Kellner, "la expresión 'Asia Central' es una abstracción surgida de la racionalidad occidental y de las subdivisiones espaciales propias de los geógrafos del siglo XIX y de comienzos del XX" (Djalili & Kellner, 2003). Sin embargo, desde 1991 se ha ido consolidando una concepción de la región comprendida por las cinco repúblicas ex soviéticas de Kazakstán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán. Estas mismas repúblicas, en 1993, declararon formalmente que se reconocían bajo este término (Djalili & Kellner, 2003). Es habitual que, en ocasiones, se incluya a Azerbaiyán en este grupo de estudios, al tratarse también de una república ex soviética, de tener una población mayoritariamente musulmana y a disponer de recursos energéticos abundantes; sin embargo, en este caso creo que es más conveniente incluir al país azerí en la sub-región del Cáucaso, que es donde se encuentra geográficamente y, además, donde se sitúan varios conflictos que le afectan directamente, mientras que, por otro lado, su vinculación con Occidente es mayor.

La característica más importante de esta subregión que hemos delimitado ya ha sido señalada: se trata de su antigua pertenencia a la estructura federal de la Unión Soviética y a todos los órganos que la integraban. Estas cinco repúblicas han heredado unas infraestructuras, unas relaciones institucionales y unas prácticas políticas y financieras comunes. Este factor ha sido señalado en muchas ocasiones como un hándicap a la hora de desarrollar unas relaciones intra-regionales modernas (Gerber & Mendelson, 2005), hecho que en gran parte es cierto, pero tampoco hay que olvidar que esa misma facilidad de comunicación y una comprensión profunda de los vecinos es un factor de unión que ha sido activado cuando se ha considerado necesario.

De otro orden, aunque no menos importante, es el aislamiento geográfico que sufre la región; la lejanía de accesos a puertos marítimos así como el encajonamiento que

producen las grandes cadenas montañosas que la rodean (Stride, 2005), o el hecho de tener alrededor a varios de los países más grandes del planeta condenan a Asia Central a un aislamiento difícil de romper y siempre dependiente de las relaciones con otros Estados. En el caso de la energía la cuestión del transporte es fundamental para el desarrollo de unas redes estables y continuas que permitan acceder al mercado internacional; por tanto, el aislamiento y la dependencia de rutas de salida son unos factores clave y perjudiciales para la región.

Derivado de la primera característica - la herencia soviética - y enlazado con la segunda, es conveniente señalar los problemas relativos a la delimitación de fronteras entre estas mismas repúblicas; con unos bordes delimitados superficialmente en la década de los años veinte, continuas revisiones de los tratados fronterizos han tratado de solucionar conflictos en zonas limítrofes o incluso relativas a enclaves de países dentro de las fronteras de otros. Esto complica aún más la racionalización de un sistema de transportes integrado, ya que dificulta las comunicaciones entre territorios muy cercanos e interdependientes que hasta hace unas décadas tenían paso abierto, con el consiguiente perjuicio para el comercio y las molestias para la población.

Los recursos energéticos son unos de los bienes imprescindibles para el desarrollo de la vida humana; ya se trate de leña, carbón, petróleo, agua, viento, gas o residuos animales, la energía producida por esos recursos son básicas para poder calentar el hogar, alimentar un horno, alumbrar una ciudad o poner en marcha una fábrica.

Se ha dicho en muchas ocasiones que Asia Central es un territorio repleto de hidrocarburos esperando ser explotados (Huet, 2002); aunque es cierto que la región tiene una cantidad considerable de recursos, es necesario matizar esta afirmación (Mañé, 2006), porque no todas las repúblicas centroasiáticas tienen los mismos ni las mismas cantidades de recursos y, asimismo, es necesario valorar en su justa medida la importancia relativa de éstos en el conjunto del escenario energético mundial. En

primer lugar, es necesario hacer una distinción entre los hidrocarburos y el resto de fuentes energéticas; los primeros son actualmente el motor del desarrollo industrial mundial, y no hay visos de un cambio de tendencia al menos a medio plazo, por lo tanto, las diferencias entre los países que disponen de este tipo de recursos y otros es significativo.

Kazajstán¹

Las reservas estimadas de crudo en Kazajstán se sitúan cerca de los 40 mil millones de barriles (mb)², aproximadamente la mitad de las de Rusia, situando al país en el 11º puesto en volumen de reservas mundial (Vv.Aa., 2007). La mayoría de sus yacimientos más importantes - Tengiz, Uzen o Kashagan - se encuentran en la parte occidental del país, en la zona del Caspio, excepto Karachaganak, situado en el noroeste, aunque en los últimos años se han anunciado nuevos descubrimientos en la parte oriental del país, como los yacimientos de Karabulak y Sarybulak.³ A esta abundancia de reservas, Kazajstán ha sabido sumar una mejora sustancial en la tecnología y la atracción de inversión extranjera que han conseguido aumentar la producción de crudo desde los 430 mil barriles por día (b/d) de 1994 a los 1 millón 297 mil b/d en 2004, colocando al país a la octava posición mundial en la lista de mayores productores de petróleo.

El gas natural es otra de las riquezas importantes del país, cuyas reservas probadas ascienden a 3 billones de m³, casi el 2% del total de las reservas conocidas del

¹ Los datos sobre cantidades de reservas que se muestran en este apartado han sido recogidos de diversas fuentes; entre éstas hay diferencias en algunos casos significativas, por lo que he optado por primar las que publica en su informe estadístico anual British Petroleum (BP), consideradas como las más realistas (ROBERTS, 2005). También he utilizado cantidades recogidas en el CIA World Factbook y, para la cuestión del agua, en la página web de AQUASTAT (<http://www.fao.org/nr/water/aquastat/main/indexesp.stm>).

² Es necesario percibir la diferencia entre las denominaciones relativas a cantidades entre el mundo anglosajón y el español; cuando en Estados Unidos de Norteamérica se habla de billions, la cifra corresponde a la cantidad de mil millones, mientras que al tratarse de trillions debemos aquí hablar de billones. Estas consideraciones son necesarias porque la gran parte de datos estadísticos e informes sobre el sector de los hidrocarburos proviene de fuentes estadounidenses o aplican su formato.

³ Alexander's Gas and Oil Connections, 20-04-2006. <http://www.gasandoil.com/goc/discover/dix61687.htm>

planeta. Como en el caso del crudo, el gas kazajo se encuentra principalmente en la zona occidental, con el yacimiento de Karachaganak conteniendo casi el 25% del volumen total. La producción de gas, sin embargo, no ha experimentado un crecimiento tan marcado como el del petróleo, en gran parte debido a la peor situación de la red de transportes del primero.

Aparte del crudo y el gas natural, Kazajstán dispone también de otras fuentes de energía como la nuclear -aunque sólo de relativa importancia- y el carbón, que contribuye también de forma importante a los ingresos del país con sus nada despreciables reservas de 31 mil 200 millones de toneladas del mineral, que es una de las fuentes de energía más utilizadas en Asia.

Todos estos recursos han convertido a Kazajstán en uno de los pocos países fuera del grupo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) con capacidad suficiente para abastecer a mercados internacionales durante al menos 20 años (Vv.Aa., 2007).

Kirguistán

Las reservas de hidrocarburos del montañoso Kirguistán son insignificantes (40 mb. de crudo y 2 mil millones de m³ de gas, casi todo sin explotar), a pesar de contar con ciertos yacimientos que son explotados y de tener la esperanza de ver desarrollados otros tantos de los que ni se han hecho prospecciones aún; en total, el país cuenta con siete yacimientos de crudo más dos mixtos (petróleo y gas), y a pesar de las noticias sobre la existencia de grandes reservas en el subsuelo del Fergana⁴, la realidad es que actualmente el crudo "nacional" representa únicamente una mínima fracción del

⁴ Según informaciones de Global Security, una plataforma estadounidense especializada en temas de Defensa, carrera aeroespacial, Seguridad e Inteligencia, las posibles reservas contenidas en el valle de Fergana podrían llegar hasta los 700 mb., mientras que las que se podrían encontrar en los territorios de las depresiones de Chui, Alay, Issik-Kul y At-Bashi alcanzarían los 2 mil mb., muy por encima de los 40 actuales.
<http://www.globalsecurity.org/military/world/centralasia/kyrgyz-energy.htm>

consumo del país: la explotación de los yacimientos supone una producción aproximada de 1 mil 400 b/d y unos 30 millones de m³ de gas natural.

La mayor fuente de energía -y posible fuente de riqueza- de Kirguistán es el agua. Las reservas totales se estiman en unos 2 mil 500 km³ en todo el territorio del país que se distribuyen entre los 50 km³ provenientes de los ríos, unos 1 mil 800 km³ de los lagos, 650 km³ de los glaciares y 13 km³ de potenciales aguas subterráneas (Cusupov, Mamatov & Raimcanov, 2004) . Más de 8 mil glaciares, casi 2 mil lagos y unos 3 mil 500 ríos se encuentran distribuidos a lo largo de Kirguistán, algunos de ellos tan importantes como el lago Issik-Kul, o los ríos Syr Darya y Amu Darya. Aproximadamente el 75% de los recursos hídricos de Kirguistán son derivadas a las repúblicas vecinas de Uzbekistán, Kazajstán, Turkmenistán y a Xinjiang, en China (Cusupov, Mamatov & Raimcanov, 2004). Sin embargo, gran parte de estos flujos no están regulados o están sujetos a revisiones constantes, debido a los deseos de los países contribuidores de mantener unas costumbres adquiridas bajo la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS) mediante las cuales el agua es compartida sin apenas contraprestación, mientras que Kirguistán intenta cada vez con más ahínco obtener beneficios económicos de sus reservas de agua. Dejando de lado la cuestión de la comercialización del agua, Kirguistán depende en gran medida de ella para su producción eléctrica, basada en un 80% en su poder hidroeléctrico.

Tayikistán

Tayikistán es la república con más exiguas reservas de crudo de toda Asia Central: apenas 12 mb. de petróleo y 6 mil millones de m³ de gas natural se esconden bajo su subsuelo, casi todas en la zona norte del país.

Debido a la escasez de este tipo de recursos, Tayikistán depende absolutamente de las importaciones de crudo y gas natural, en gran parte provenientes de los vecinos centroasiáticos, como Uzbekistán. No ocurre lo mismo con la generación de

electricidad, ya que, al igual que ocurre con Kirguistán -aunque en cantidades algo menores-, la república tayika cuenta con gran cantidad de recursos hídricos, provenientes de sus reservas del Amu Darya. El 90% de su generación eléctrica proviene del agua, y además está considerada la república con más potencial para la producción de energía hidroeléctrica,⁵ incluso por encima de Kirguistán.

Turkmenistán

De Turkmenistán se supone que no tiene reservas de crudo que vayan más allá de 500 mb. En realidad, los datos sobre los recursos turkmenos son dudosos según casi todas las fuentes, debido al secretismo y al aislamiento auto impuesto por el gobierno de Niyazov, pero las posturas más aperturistas del nuevo régimen están permitiendo conocer datos más fiables. A pesar de estas dificultades es innegable que las reservas del país son importantes, pero los datos de producción muestran un estancamiento e incluso un retroceso en los niveles de extracción, llegando a cifrar el *BP Statistical Review of 2009* en un 15% el retroceso de la producción entre los años 2005 y 2006.

La cantidad disponible de gas natural en suelo turkmeno parece ser de unos 2.8 trillones de m³, convirtiendo a Turkmenistán, junto a Kazajstán, en uno de los grandes productores mundiales de esta fuente de energía. Casi todas las reservas se encuentran en la cuenca del Amu Darya, en las que se incluyen yacimientos como los de Shatlyk, Yashar o Dauletabad, uno de los más grandes del mundo (Vv.Aa., 2007). A pesar de la certeza sobre la existencia de grandes reservas, muchos analistas dudan de la capacidad de Turkmenistán a la hora de exportar las cantidades de gas que ha acordado a la vez con Rusia, China e Irán. Niyazov siempre se mostró confiado y tranquilo respecto a este tema; es necesario esperar un tiempo para ver si las medidas anunciadas por el presidente Berdimammedov -como la creación de una Agencia para la Supervisión de los Recursos de Hidrocarburos-, anunciadas como aperturistas,

⁵ Según datos de Global Security.<http://www.globalsecurity.org/military/world/centralasia/tayik-energy.htm>.

permiten conocer con más detalles las realidades energéticas de uno de los países más aislados del mundo.

Uzbekistán

Las reservas de crudo probadas uzbekas están algo por encima de las de Turkmenistán, en torno a 600 mb. Pero según todos los indicios, los yacimientos se están agotando inexorablemente (Vv.Aa., 2007); desde finales de los años ochenta, la producción no ha hecho más que descender desde su máximo histórico en 1999 de 191 mil b/d, hasta los actuales 125 mil b/d. Karimov no ha optado por invertir en el sector, que mantiene con subsidios, por lo que la producción está bastante por debajo de la capacidad que podría llegar a tener.

El volumen de las reservas uzbekas de gas natural se calculan en unos 1.8 billones de m³, lo que sitúa al país en el puesto número diecisiete en el ranking de "dueños mundiales del gas". Uzbekistán exporta prácticamente todo su gas a Rusia, Tayikistán y Kirguistán, en estos últimos casos con unas elevadas y peligrosas dosis de politización de las exportaciones, como comentaré más adelante.

En definitiva, y a pesar de que confiar en los datos oficiales es de una inocencia nada recomendable, es innegable que Uzbekistán cuenta con un gran potencial con el gas natural, que está por ver cómo es explotado y de qué forma distribuido.

Se puede observar que, al tratar de los recursos disponibles en Asia Central, hay que distinguir dos grandes grupos que configuran el mapa de relaciones energéticas y las perspectivas de crecimiento industrial y económico de las diferentes repúblicas: por un lado, los hidrocarburos, abundantes en Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán, con mayores implicaciones internacionales y que, en la situación global actual, pueden reportar ingresos muy elevados a los países productores. Por otro lado, Kirguistán y Tayikistán no pueden contar con los beneficios de gas o petróleo, pero disponen del

control de las mayores reservas de agua de la región, indispensables para las industrias de sus países vecinos; este hecho las convierte en protagonistas del suministro acuífero de la zona entera, a la vez que reduce sus posibilidades de introducirse en el mercado energético global. Existen, sin embargo, esperanzas para estos dos países en tanto que el llamado oro azul (Vea, 2005) se está convirtiendo en un bien escaso también y se estima que pronto Kirguistán y Tayikistán tendrán que utilizar más cantidades de agua para su propio consumo y por tanto enviar menos al exterior, por lo que los países vecinos tendrán que llegar a acuerdos para conseguir el líquido elemental.

De momento, sería bueno quedarse con la idea de una región rica en recursos energéticos, con grandes posibilidades de desarrollo, pero con unos serios problemas de superpoblación en zonas concretas, multiculturalidad unida a existencia de tradiciones sociales y políticas diferentes y una interdependencia -en términos energéticos- pasada ahora perdida.

**RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS EN LAS CINCO
REPÚBLICAS CENTROASIÁTICAS**

	Reservas probadas de crudo (miles de millones de barriles)	Reservas probadas de gas (miles de millones de m³)
Kazajstán	39.800	3.00
Kirguistán	0.040	0.20
Tayikistán	0.012	0.60
Turkmenistán	0.500	2.86
Uzbekistán	0.600	1.87

FUENTES: BP Statistical Review 2009, CIA World Fact Book y elaboración propia.

Actores del teatro energético centroasiático

Es necesario distinguir varios tipos de jugadores, a pesar de que en la práctica, las actividades de ambos en ocasiones se solapan, divergen o se acercan según la ocasión. Los Estados conforman un tipo determinado de participante en este juego energético, al ser los garantes de la soberanía de los recursos, así como los responsables de la redistribución de los beneficios generados por los mismos. El control estatal sobre el sector energético ha crecido en importancia desde los años setenta, para desgracia de

las grandes compañías petroleras y en beneficio de unas élites que manejan unos ingresos monumentales. Son los gobiernos de la zona los que adjudican los contratos y deciden las políticas de cooperación con otros Estados. En gran parte de las ocasiones, estos movimientos se hacen a través de compañías nacionales, creadas desde el poder estatal y que ejercen de instrumento de gestión de los recursos existentes; este tipo de compañías han crecido en importancia en las últimas décadas y se han unido al grupo de grandes empresas del sector, con la diferencia de que actúan siempre siguiendo los intereses concretos del Estado, aplicando en ocasiones estrategias muy agresivas, o ejerciendo presión desde otros ámbitos para conseguir sus objetivos.

En otro nivel se sitúa la potencia que más influye en políticas de cualquier tipo en la región: la Federación Rusa. Heredera declarada de la URSS, Rusia mantiene lazos muy estrechos con todas las cinco repúblicas, lazos que, lejos de atenuarse, han ido haciéndose más fuertes en los últimos años. El simple hecho de que la inmensa mayoría de infraestructuras -oleoductos, gaseoductos, centrales eléctricas...- que existen actualmente en Asia Central sean de origen soviético, enlaza de forma ineludible a las nuevas repúblicas con Rusia. Adicionalmente, el peso de Rusia como potencia regional generadora de inversiones, así como otros factores más culturales y sociológicos relacionados a la facilidad de comunicación o el mantenimiento de una "cultura soviética común", hacen que cualquier estudio de los procesos energéticos en Asia Central tengan que pasar por acercarse a Rusia. Podría decirse que Rusia necesita tanto a Asia Central como Asia Central necesita a Rusia.

El papel que representan los Estados del Cáucaso es en este caso el de puerta de salida necesaria para los hidrocarburos provenientes del Caspio y del interior de la región. Debido a la herencia de las infraestructuras soviéticas, prácticamente todos los conductos que salen fuera de la región tienen que pasar por el Cáucaso de una u otra manera; Azerbaiyán, Georgia o Armenia son países que, aparte de sus propias

reservas y explotaciones, cuentan con la baza de ser territorios de tránsito oeste-este y el puente hacia los mercados europeos. Las experiencias de los países petroleros del Cáucaso -sobre todo Azerbaiyán- es similar a los de Asia Central, pero tienen una dinámica diferente; las relaciones entre unos y otros no son tan directas como las que se dan dentro de la propia región centroasiática y, mientras últimamente Kazakstán y Turkmenistán están valorando proyectos importantes para llevar sus recursos hacia el este -China y Japón principalmente- y al sur -Irán, Pakistán...-, desde el Cáucaso el flujo es básicamente hacia Europa y Rusia.

La República Popular China ha hecho aumentar su influencia en la región en los últimos años a fuerza de ejercer unas políticas económicamente agresivas a la hora de asegurar su suministro energético (Dwivedi, 2006). El desmesurado desarrollo industrial de China la hace dependiente de unas cantidades de recursos ingentes que ha de buscar fuera de sus fronteras; el petróleo y el gas de Asia Central son unas opciones excelentes, debido a la cercanía de los yacimientos, a pesar de que la falta de infraestructuras que los conecten con ella hacen inevitable la formulación de proyectos muy costosos. China se beneficia en su relación con los vecinos centroasiáticos al conseguir acuerdos beneficiosos mediante acuerdos comerciales e industriales básicamente; las inversiones chinas para la construcción de factorías en Asia Central -sobre todo en Kirguistán- y de redes de transportes y comunicaciones (Sainz, 2006) han aumentado enormemente, y la tendencia parece que va a mantenerse. No en vano, Beijing se ha postulado como el nuevo centro neurálgico de las relaciones geopolíticas no sólo en Asia Central, sino en todo el continente, a expensas de Estados Unidos de Norteamérica, que ve declinar su influencia en la región (Delage, 2006).

Otros países del mismo sistema regional mantienen relaciones de diverso grado en el tejido energético centroasiático, y sus posiciones e influencias varían en importancia según sus acuerdos bilaterales, relaciones históricas o vacíos dejados por países más

influyentes. Sería el caso de Irán, Turquía, Pakistán o India. Irán es otro jugador potencialmente influyente y seguramente un socio fundamental para la región; la experiencia iraní en el sector energético, las inversiones que está dispuesto a hacer, así como la necesidad de importar hidrocarburos para su propio consumo interno, convierten a Irán en un actor con un papel importante y muchas posibilidades en la región. Tayikistán es el país con mayores relaciones e influencia iraní, en gran parte debido a sus lazos culturales, aunque no únicamente, ya que ésta república puede representar una puerta para acceder a la región en su conjunto.

La Unión Europea (UE) sigue siendo una visión lejana para Asia Central; las políticas que ha aplicado Europa hasta ahora no han sido suficientemente precisas ni insistentes como para aportar una imagen de compromiso con la región (Fritz, 2007). El hecho de que hasta el momento todas las rutas de transporte y parte de la producción de los hidrocarburos que le interesan a Europa están controlados por la Federación Rusa, ésta ha sido la interlocutora ante la UE en prácticamente todas las ocasiones que se ha tratado el tema energético. Sin embargo, las preocupaciones europeas por las interrupciones del suministro ruso así como el interés de repúblicas como Kazakstán de diversificar sus mercados y salir de la exclusividad de los conductos rusos, ha hecho que se replanteen las relaciones entre la UE y la región, que ha pasado a ser vista como un suministrador alternativo fiable. Existen al respecto muchas y relevantes voces que recalcan desde hace unos años la necesidad de forjar una identidad euroasiática enorme y compleja, que ponga de relieve más los factores que unen al continente que los que lo han separado a lo largo de la Historia; una macro-entidad euroasiática consciente de sus necesidades y posibilidades energéticas es la solución que algunos ven a los actuales problemas de integración. (Martínez Montes, 2007).

En el último plano de este análisis se encuentra Estados Unidos de Norteamérica, no porque no tenga tanta importancia, sino más bien todo lo contrario; la mayor

economía del mundo, y el país que más hidrocarburos consume, cierra el círculo de Estados-actores del mercado energético centroasiático, no sólo por los reiterados intentos de acceder a los recursos de Asia Central de primera mano tras el establecimiento de bases militares en varias repúblicas de la zona al albur de la guerra de Afganistán, sino porque cualquier cambio de las dinámicas energéticas afecta a todo el contexto internacional en su conjunto y, evidentemente, también a Asia Central. A pesar de todo, y pese al formidable avance diplomático estadounidense en la región tras el 11-S, su influencia hoy ha decaído enormemente y el acceso a los recursos energéticos de la zona se basa en las acciones de las grandes compañías con capital americano (Exxon, Amoco, Unocal).

Las otras ocupantes del escenario energético son el resto de compañías del sector, con una amplia variedad de ellas, desde las grandes multinacionales (majors) con actividades en todo el proceso energético, a pequeñas empresas independientes con presencia limitada y, a menudo, local. Las grandes compañías energéticas, que controlan toda la cadena del proceso de los hidrocarburos, tienen una presencia inevitable en el escenario centroasiático. Con la desaparición de la URSS, yacimientos y pozos antes reservados exclusivamente al control estatal soviético presentaban grandes oportunidades comerciales; la compañía argentina Bridas, por ejemplo, puso el pie en Turkmenistán ya en 1991, donde consiguió de Niyazov la concesión para la explotación del yacimiento de Yashlar (Rashid, 2001). Actualmente, British Petroleum, Lukoil, TotalFinalElf, AGIP, ExxonMobil, ConocoPhillips o Shell -por citar sólo alguna de las compañías más importantes- están presentes en diferentes proyectos en Asia Central. Esta presencia generalmente toma la forma de acuerdos y contratos de producción compartida, mediante los que -sin entrar en detalles- las empresas financian los gastos de exploración y explotación mientras que el Estado que tiene los recursos recibe beneficios en forma de impuestos o en cualquier otra que se acuerde (Radon, 2005). No es la única forma que tienen empresas y gobiernos para desarrollar un yacimiento, existen también las concesiones

y las llamadas “joint ventures”, en las que adquieren una importancia considerable las Compañías Nacionales.

Actualmente, se calcula que el 77% de los hidrocarburos del mundo están bajo el control de Compañías Nacionales (Séréni, 2007), lo que significa que la mayoría de las reservas energéticas mundiales están en manos de Estados, lo que por un lado puede beneficiar al país productor en tanto que los beneficios obtenidos son mayores y pueden ser usados para el propio desarrollo interno, pero por otro lado deja en mano de los dirigentes la capacidad de disponer de los suministros para ejercer política exterior, como se ha podido observar en los últimos tiempos con el caso de Rusia y Ucrania o Bielorrusia -acciones similares, usando el gas como instrumento de presión política, han sido frecuentes en Uzbekistán desde hace años-.

Otros actores que tienen un rol importante en este circuito son las organizaciones internacionales, aunque más bien cabría hablar de regionales. Son éstas las que están llevando el peso de los acuerdos que se toman en materia energética, siempre a un nivel menor que el de los tratados bilaterales entre Estados, que siguen siendo la fórmula preferida por los gobernantes centroasiáticos para organizar las relaciones en torno a los recursos (Matusov, 2007). Los organismos internacionales en los que se integran todos los países de Asia Central sirven más bien como entidades financiadoras de proyectos de mejoras de infraestructuras o de consultoras que ofrecen recomendaciones sobre la gestión de los recursos. En Asia Central, la organización más pujante y que ha demostrado más vitalidad ha sido la Organización de Cooperación de Shangai, foro que reúne a las cinco repúblicas centroasiáticas junto a Rusia y China, con India, Pakistán, Mongolia e Irán como invitados. El papel que pueda desempeñar esta instancia regional en el ámbito de la cooperación energética está aún por ver, pero tiene bastantes perspectivas de conseguir resultados, a la vista de cómo ha actuado en otras ocasiones y de que junta en la misma mesa a los países productores más importantes de la región con Rusia y con China. La cercanía

geográfica y los intereses mutuos son factores que apoyan la necesidad de entendimiento. Pero ese momento aún no ha llegado, y la función de la organización como marco de acuerdos sobre el tema no es hoy por hoy una realidad (Matusov, 2007).

En definitiva, en Asia Central se conjugan una serie de factores que la convierten en una región energéticamente fundamental, no ya para el desarrollo de ella misma, sino en la dirección que toman los procesos geopolíticos actuales. No está de más citar unas palabras de Aurelia Mañé que, con claridad y precisión, define lo que ella misma acuñó con el término de "espacio geoenergético": Asia Central es un espacio geográfico en el que se dan unas determinadas relaciones energéticas entre unos Estados productores que legislan los acuerdos con empresas, esas mismas empresas que invierten en ellos, unos gobiernos que intentan asegurar el suministro energético a sus ciudadanos y empresas y, por último, un territorio por el que pasan los canales de conexión de todos esos agentes (Mañé, 2005).

Recursos, ¿necesidad o poder?

No todas las repúblicas centroasiáticas cuentan con ingresos provenientes de los recursos naturales, en primer lugar porque no todas tienen las mismas cantidades ni los mismos tipos de ellos, pero también porque sus estrategias económicas descansan sobre otro tipo de industrias, o porque a pesar de tener los recursos no existe la inversión necesaria para explotarlos, por ejemplo. Pero, en general, y especialmente para los tres países con mayores cantidades de hidrocarburos, los ingresos derivados de éstos son de vital importancia.

Según algunos datos, el porcentaje del PIB de Kazajstán derivado de los hidrocarburos estaría alrededor del 30% (Vv.Aa., 2007) y significa al menos la mitad de los fondos gubernamentales; en el caso de Kirguistán y Tayikistán, no hay recursos energéticos que les puedan reportar cuantiosas sumas que ingresar en las arcas

estatales. En los dos países restantes, Turkmenistán y Uzbekistán, el acceso a la información es más conflictiva, ya que ambos gobiernos no proporcionan datos concretos a las diferentes instituciones internacionales que elaboran los informes que citamos; aún así, se estima que en el caso del primero, la economía turkmena se sustenta en un elevado 64% en los beneficios del comercio energético, mientras que Uzbekistán obtiene aproximadamente un escaso 3.5% de su PIB de las exportaciones de gas.

Como se puede apreciar, la importancia de los recursos naturales juega un papel diferente en cada una de las repúblicas, pero no únicamente por su significación económica en términos brutos, sino por el uso que se hace de esos ingresos, o la utilización de las reservas como arma política, por ejemplo. En cada uno de los casos, los ingresos obtenidos con los recursos o las estrategias internacionales basadas en ellos tienen una repercusión crucial en el derrotero que marca el desarrollo de las repúblicas centroasiáticas: crecimiento económico, aumento de represión, autarquía... son sendas que algunos de los líderes centroasiáticos han elegido, y se han basado ampliamente para llevarlas a cabo en los ingresos de la energía.

Kazajstán es, con diferencia, el país más desarrollado económicamente de la región; el nivel de vida de la población ha crecido visiblemente y ciertas carencias que se arrastraban, como la falta de puntualidad de pagos en pensiones y sueldos de funcionarios ha remitido. El fortalecimiento de las instituciones estatales se ha notado en los últimos años y el gobierno ha sabido dotar a organismos clave -como los energéticos- de recursos y poder suficientes para convertirse en unas de las fuerzas más pujantes en la región.

Kirguistán, en cambio, no dispone de muchas posibilidades de enriquecerse a través de la comercialización de sus recursos naturales. Como he señalado, sus reservas -o al menos su producción actual- de hidrocarburos son muy escasas y a lo máximo que

podría aspirar el país es a llegar a unos niveles de producción de petróleo que le permitieran cubrir su propio consumo interno. La cuestión relacionada con el agua es diferente; la abundancia de este recurso se está empezando a ver más seriamente en los últimos años como una fuente de ingresos.

Tayikistán es absolutamente dependiente de las importaciones que realiza de sus vecinos de la región, principalmente de Uzbekistán. Al igual que Kirguistán, el agua es la única fuente de energía propia y que exporta al resto de Asia Central, pero no se obtiene gran beneficio de ello -al menos de momento-. Al igual que Kirguistán, una de las mayores fuentes de ingreso del país es otro tipo de recurso natural, el aluminio, que está fuera del objeto de estudio de este trabajo.

El caso de Turkmenistán es extremo y uno de los ejemplos sobre cómo la riqueza de un país en recursos naturales puede significar una gran desgracia para la población. Las enormes cantidades de gas que esconde el subsuelo turkmeno no han servido para generar un crecimiento económico que saque a la mayoría de la población de la pobreza en la que viven. En cambio, los ingresos crecientes provenientes de los hidrocarburos permitieron al régimen de Niyazov mantener al país en un estado de aislamiento prácticamente total, bajo un régimen despótico y en ciertas ocasiones. La planificación de cualquier estrategia económica parece ausente en Turkmenistán o, al menos, es bastante desconocida y errática; la absoluta dependencia en los hidrocarburos -los otros sectores industriales apenas tienen significación en los ingresos del Estado- puede suponer una verdadera tragedia para el país en el caso de que bajen los precios de los mismos.

Karimov, en Uzbekistán, también ha empleado los ingresos del mercado energético con un objetivo claro: el mantenimiento del orden social y la prevención de cualquier tipo de oposición y amenaza al régimen. Con una legitimidad en entredicho desde hace ya tiempo, el presidente ha intentado que ningún grupo se haga con el poder, por

lo que ha promocionado unas políticas de exaltación nacional a la vez que ha reforzado las fuerzas de seguridad. El control estatal sobre la economía es prácticamente absoluto, y las prioridades del gobierno se centran en la agricultura, especialmente en la producción de algodón, su mayor fuente de ingresos desde época soviética. Este hecho, unido a que la conjunción del volumen de reservas con la cantidad de población hace difícil que Uzbekistán pueda sacar grandes beneficios de los hidrocarburos, ha convertido a este sector, por un lado, en una de las herramientas de enriquecimiento de una élite que encuentra en la creación de empresas energéticas una considerable fuente de ingresos personales -según algunos analistas, compañías como Uzbekneftegaz o Uztranzgaz son empleadas para mantener dóciles a dirigentes potencialmente peligrosos-, y por otro, en una forma de presión contra países vecinos, como el caso de Kirguistán, que sufre cortes constantes en el suministro de gas cuando surge algún problema diplomático entre ambos países.

RELACIÓN ENTRE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE LAS PRINCIPALES FUENTES DE ENERGÍA

	PETRÓLEO		GAS NATURAL		AGUA	
	Producción (miles b/d)	Consumo (miles b/d)	Producción (mill. M ³)	Consumo (mill. M ³)	Producción (%)	Consumo (%)
Kazajstán	1 426	220	24 000	20 000	5	10
Kirguistán	1.4	10	29	919	33	5
Tayikistán	0.25	28	39	1 400	55	11
Turkmenistán	163	117	62 000	19 000	0	20
Uzbekistán	125	143	55 000	43 000	7	54

FUENTE: VEA, 2005, CIA World Factbook, BP Statistical Review 2009 y elaboración propia.

En el plano regional, el cuadro anterior muestra cuáles son las relaciones de dependencia de los diferentes recursos entre las repúblicas centroasiáticas. Lo primero que llama la atención es la enorme diferencia entre la producción de petróleo y el consumo interno en Kazajstán, lo que le permite exportar una gran cantidad del mismo, obteniendo unos beneficios considerables. También es notable la ínfima capacidad que tienen Kirguistán y Tayikistán de abastecerse por ellos mismos tanto de petróleo como de gas natural; en cambio, las otras tres repúblicas mantienen unos niveles de producción que las permiten prescindir de las importaciones masivas de

hidrocarburos. Entre ellos, sin embargo, hay diferencias, porque se puede apreciar cómo, si Kazajstán produce mucho más petróleo del que consume, en el caso del gas es Turkmenistán el que está en esta situación; esto es debido a las diferencias en las cantidades de población, así como a que en Turkmenistán el uso del gas como fuente de energía es mucho más reducido que en Kazajstán.

En la cuestión relativa al agua, las perspectivas se presentan al contrario; en este caso, son Kirguistán y Tayikistán los que cuentan, unidos, con el 90% de las aguas disponibles de toda la región. Pero, paradójicamente, son las repúblicas que menos de esa agua consumen, acaparando casi la totalidad de los recursos hídricos Uzbekistán, seguido por Turkmenistán y, en menor medida, Kazajstán.

En definitiva, lo que nos muestran estos datos es que Kirguistán y Tayikistán son absolutamente dependientes en cuanto a la obtención de recursos energéticos. Necesitan un flujo estable de energía que generalmente viene del resto de las repúblicas y de Rusia. Una de las causas de la demora en conseguir un desarrollo económico e industrial es precisamente esa, dependen de sus vecinos para obtener energía, por lo que, en muchas ocasiones, y en un contexto global de luchas por los recursos, se ven obligados a llegar a acuerdos no demasiado ventajosos pero que les aseguran suministros vitales. El resto de países disponen de un poder que, como se ha señalado, utilizan de diversas maneras, tanto en el plano interno como en el regional, en muchas ocasiones de forma abusiva, lo que ha acarreado ya algunos conflictos y que se haga más necesaria una estrategia de cooperación que amortigüe esas tensiones.

Intercambios conflictivos

La redistribución de los recursos siempre es un tema asociado al conflicto de una u otra forma; los recursos naturales no suelen ser la exclusiva fuente de un conflicto ni lo convierten en inevitable, pero puede fácilmente exacerbar sus riesgos, a

prolongarlos y a hacerlos más difíciles de resolver (Bannon & Collier, 2003). La experiencia y el estudio de casos muestra que la abundancia de recursos supone un riesgo especialmente en países no desarrollados, donde el aumento desmesurado de riquezas concentradas, la ostentación frente a condiciones de vida míseras, el reparto regional desigual, o el debilitamiento del Estado ante el surgimiento de grupos concretos aumentan las posibilidades de estallidos sociales que pueden ser más o menos localizados, o extenderse regionalmente, afectando finalmente a nuestro mundo globalizado. En Asia Central se dan varias de las circunstancias que favorecen la emergencia de conflictos derivados de los intercambios energéticos; así, se distingue aquí entre los conflictos internos y los externos.

Conflictos internos

En Kazajstán, el tema de la distribución de las enormes ganancias generadas por el gas y el petróleo se han hecho sentir; casi toda la riqueza natural de país se encuentra en el oeste, en torno al Caspio; sin embargo, gran parte de esa riqueza se está empleando en construir la gran capital diseñada por Nazarbaev, Astaná, en el noreste, donde se situará el corazón empresarial y financiero del país. Y Astaná está muy lejos del Caspio, alejando los fondos de los territorios de donde procede la riqueza, algo que disgusta a los habitantes de provincias como Atyrau o Mangghystau.

El otro problema que han encontrado los responsables gubernamentales en torno a la explotación de los recursos se centra en el descontento social originado en las diferencias existentes entre los sueldos y las condiciones de vida de los trabajadores extranjeros y las de los propios kazajos. En algunos lugares, la compañía explotadora -generalmente extranjera- prefiere utilizar trabajadores de su lugar de origen, que suelen tener mejores puestos y sueldos que los trabajadores locales, creando una frustración importante que ha llevado ya a disturbios en algunas plantas, como la de

Tengiz en octubre de 2006, donde turcos y kazajos se enzarzaron en una disputa que dejó docenas de heridos y una paralización temporal del trabajo (Yessenova, 2007).

En Kirguistán, el mayor riesgo que amenaza la estabilidad interna se centra en el valle de Fergana; los conflictos por el control y la distribución del agua son habituales, normalmente protagonizados por ciudadanos kirguises y uzbekos de uno y otro lado de la frontera, causando incluso víctimas mortales cada cierto tiempo. La permeabilidad de esas fronteras es asimismo una de las causas más importante de situaciones conflictivas, ya que la escasez de recursos en uno y otro lado, especialmente con Uzbekistán y Tayikistán, favorece el movimiento de personas en varias direcciones, lo que a su vez, amplifica los riesgos de conflictos étnicos (Passon & Temirkulov, 2004). Las escasas posibilidades de aumentar la rentabilidad de los recursos acuíferos debido a la poca predisposición de Uzbekistán o Turkmenistán a pagar por ellos, otorga pocas posibilidades de explotar ese tipo de recursos, y por tanto, de incrementar las rentas de Estado, que tiene pocas industrias con las que obtener esos ingresos (Cornell, Swanström & Tabyshalieva, 2005)

Tayikistán en su conjunto ha seguido una dinámica particular del resto de la región en cuanto a conflictos internos en general; los acuerdos resultantes de la guerra civil han conseguido mantener una estabilidad relativa mediante un reparto de poderes pactado entre las diversas facciones en lucha. Este hecho, unido al temor siempre presente a un nuevo enfrentamiento, ha evitado choques de relevancia importante, y menos aún relacionadas con la cuestión energética.

El caso de Turkmenistán es especial; la omnipresencia de la figura de Niyazov eclipsó durante casi dos décadas las posibles reclamaciones de distinto signo, ocultando en el seno de la verdad oficial una situación desesperante para la mayoría de la población. Pero la realidad es que existen tensiones regionales y étnicas que, en algún momento de mayor apertura política, pueden salir a la luz; las diferencias en la distribución de

las rentas energéticas, por las cuales las provincias con mayores reservas, como Lebap, obtienen escasos beneficios. Asimismo, los equilibrios entre los clanes turkmenos se han mantenido estables durante toda la época Niyazov y parece que al menos durante los primeros tiempos de su sucesor; sin embargo, es un factor a tener en cuenta en la política turkmena. Por lo demás, los conflictos más graves que han sacudido al país se han reducido a los círculos del poder, en el que Saparmurat Niyazov nombraba y destituía a cargos sin demasiadas razones aparentes, aunque presumiblemente debido a reajustes que siempre buscaban una fidelidad y sintonía con el régimen perfectas.

En Uzbekistán, el régimen de Karimov se ve obligado a mantener unas redes de oficiales leales y unos órganos de seguridad eficaces y sumamente agresivos mediante el pago de cuantiosas sumas. La legitimidad del presidente es cuestionada desde hace tiempo y, a pesar de la represión ejercida sin reparos, los estallidos violentos y las manifestaciones de protesta han hecho su aparición de forma esporádica. Los disturbios en la ciudad de Andiján en marzo de 2005 -con el resultado tan tristemente conocido- fueron resultado, entre otras causas, del descontento generado por los cortes de suministro de gas durante determinados períodos de tiempo al año; la población, que sabe que hay abundancia de recursos, no puede entender cómo es posible que sufran por la falta de gas, mientras éste es exportado a otros países. Otras zonas del país sufren los mismos recortes, como Karakalpakistán, y se han organizado manifestaciones y actos de protesta por esta situación, que en todos los casos han sido sofocados en sus inicios para evitar una propaganda contraria al régimen.

Un motivo de descontento generalizado en la región y que ya ha demostrado su importancia política es el del enriquecimiento descarado de los grupos de las élites y en particular, de las "familias presidenciales". Karimov, Nazarbaev, Bakiev son objeto de críticas por acumular fortunas derivadas de los recursos naturales del país, considerados mayoritariamente por la población como un bien soberano y común, así

como por extender el poder otorgado por la población a una red de familiares y amigos, que en ocasiones pasan a controlar las empresas gestoras de esos recursos, como el caso de Uzbekistán, donde Gulnora Karimova, hija del presidente, ha sido durante años una de las propietarias de Zeromax, importante empresa energética del país. Este factor no es sino uno más de lo que provocan resentimiento social hacia las élites, que, como hemos sido testigos en el caso de Kirguistán puede en ocasiones desembocar en un derrocamiento o, al menos, en un enfrentamiento abierto entre los habitantes del país y sus líderes.

Conflictos regionales

El simple hecho de la desaparición de la URSS y del marco que proveía para mantener la estructura de intercambios energéticos ha supuesto un descalabro generalizado en la gestión de los recursos en la región. Durante casi setenta años, las repúblicas de Kirguistán y Tayikistán recibían en invierno importantes cantidades de gas desde Turkmenistán y Uzbekistán, carbón de Kazajstán y gasolina de Rusia; en verano, estos flujos se reducían, mientras que, entonces, las dos primeras ponían a pleno rendimiento sus centrales hidroeléctricas para suministrar electricidad para el resto de repúblicas, así como para proporcionar agua para la agricultura de los campos uzbekos y turkmenos, principalmente. En 1991, este sistema fue totalmente destruido. Turkmenistán prácticamente ha dejado de suministrar gas a la región, dejando como único exportador a Uzbekistán y provocando una caída del suministro disponible importante; entre tanto, Kazajstán ya únicamente exporta carbón a Kirguistán, y Rusia sólo vende ocasionalmente gasolina a Tayikistán (Paramonov & Stokov, 2007).

En realidad, la clave del problema en la cuestión del intercambio energético entre los países de Asia Central es que después de décadas de una planificación centralizada y unos flujos regulados y estables, se ha pasado a una situación de absoluta desregulación, con acuerdos que tienen que ser negociados y renegociados entre los

diferentes líderes de las repúblicas, en casi todas las ocasiones de forma bilateral, y con una considerable falta de solidaridad entre ellos. En casi todas las ocasiones, las negociaciones en torno a cuestiones energéticas y de suministro están absolutamente politizadas; cada acuerdo, cesión o negociación son realizadas desde la perspectiva de lograr unos determinados objetivos políticos.

La extensión y la intensidad de la agricultura de regadío en prácticamente toda la región de Asia Central es la causa fundamental de los problemas relacionados con el agua (Vv.Aa., 2002). Las cantidades existentes de acuíferos subterráneos, la abundancia de los caudales de los principales ríos y el agua proveniente del deshielo de los glaciares, deberían bastar para abastecer a toda la región (Vea, 2005) pero, en cambio, existen graves problemas que abarcan varios aspectos de la provisión de agua. Por un lado, la herencia de la organización soviética sobrevive en las economías de Uzbekistán y Turkmenistán principalmente, donde los cultivos que necesitan abundante riego, como el algodón, son básicos para la economía nacional. El problema es que el agua que necesitan estos cultivos proviene casi enteramente de Kirguistán y Tayikistán, que apenas hacen uso de ella debido a que éstos son países más montañosos y con menos terrenos para la agricultura.

La falta de acuerdos concretos y definitivos en cuanto a las cuotas correspondientes a cada país, la falta de una gestión coherente o las dificultades de acordar cantidades, formas y plazos de los pagos por los suministros de agua, complican mucho la cuestión, ya que las consecuencias de estas indecisiones son sentidos directamente por la población, que en muchas ocasiones tienen problemas para acceder al agua, o que ven recortado su suministro eléctrico.

Después de repasar los principales conflictos relacionados de alguna manera con los recursos energéticos, se percibe una clara diferencia entre dos tipos de estos conflictos: unos tienen una repercusión directa en la población, al afectar a su

capacidad de disponer de fuentes de energía asequibles, eficaces y seguras; éste es el caso del abastecimiento de gas, agua, electricidad, combustible o carbón. La falta de abastecimiento, por cualquier motivo, repercute directamente en las condiciones de vida de la población, lo que generalmente provoca tensiones que desembocan en enfrentamientos sociales. Hasta el momento, en Asia Central no han tenido lugar graves conflictos que hayan afectado directamente al sector energético, y a pesar del aumento de la violencia terrorista en la región, los ataques a infraestructuras energéticas siguen sin ser un objetivo fundamental de los grupos sub-estatales de diverso signo (Jonker, 2006). Este problema es más real en el Cáucaso, donde conflictos armados entre Armenia, Georgia y Azerbaiyán ponen en peligro ocasionalmente la seguridad de las rutas de hidrocarburos, por donde pasa la mayoría de los recursos centroasiáticos.

El fin del petróleo y la nueva geopolítica

No hay acuerdo sobre cuándo llegará el momento en el que los recursos de hidrocarburos se agoten, pero de lo que no hay duda es que ese tiempo llegará. En realidad la cuestión más importante para la seguridad del suministro energético es qué sustituirá a los hidrocarburos y cómo lo hará; si el cambio se realiza de una forma progresiva y coherente, el mundo, la población del planeta, seguramente apenas note la diferencia excepto en cuestiones banales. Pero si la transformación tiene lugar de manera atropellada y brusca, podemos encontrarnos con graves problemas de suministro, con las consiguientes repercusiones en industria, economía y vida en general. No en vano aproximadamente el 97% de los medios de transporte en el mundo actualizado descansan sobre la existencia del crudo (Roberts, 2005).

Los procesos que tienen lugar actualmente muestran más perspectivas de que ocurra lo segundo; desde la década de los años setenta, tras la crisis derivada del parón de producción de la OPEP, el mundo industrializado se ha esforzado en evitar una nueva

situación como aquella. Mientras Estados Unidos de Norteamérica se ha lanzado a una ofensiva mundial para asegurarse un suministro cada vez más difícil de conseguir, Rusia, Venezuela, Argelia y otros países con importantes reservas protegen sus yacimientos de manos extranjeras. China e India, las dos economías más dinámicas de Asia, extienden sus redes empresariales y diplomáticas para obtener unos suministros que permitan mantener el ritmo de crecimiento.

Es en este contexto donde se han ido tejiendo unas redes de alianzas y acuerdos que mezclan lo económico con lo político en Asia Central. En casi todos los análisis que se han elaborado en los últimos tiempos sobre la situación de las relaciones geopolíticas en la región, se pone de manifiesto la ascendencia creciente de la Federación Rusa y de la República Popular China sobre las repúblicas centroasiáticas, generalmente ejemplificado en la emergencia de la Organización de Cooperación de Shanghai como organización regional capaz de oponerse a las políticas estadounidenses en la zona.

En general, esta tendencia es real, ya que ambos países -Rusia y China. necesitan los recursos de Asia Central, el primero para seguir ostentando la posición de gran productor y principal distribuidor de los recursos a Europa, y el segundo, porque necesita cantidades ingentes de esos recursos para nutrir su imparable ascenso industrial.

Estados Unidos de Norteamérica, el mayor consumidor de hidrocarburos del planeta, ha intentado promover unas políticas integracionistas en la región a través de su concepto de "Gran Asia Central" (Nogoibaeva, 2005), para incluir a los países del sur y del centro de Asia en un proyecto favorable a los intereses estadounidenses y que se aleje del monopolio ruso en cuestiones energéticas. Si bien después del 11-S, casi todas las repúblicas centroasiáticas se sintieron atraídas por el interés americano por la zona, esa disposición a las políticas estadounidenses se ha ido diluyendo. La lejanía

de Estados Unidos de Norteamérica, las críticas de los grupos de Derechos Humanos occidentales a políticas de los gobernantes centroasiáticos, así como el desarrollo de los conflictos en Irak o Palestina -no hay que olvidar que la mayoría de la población de Asia Central es musulmana y los emergentes movimientos islámicos se oponen a las políticas estadounidenses y de sus socios en esas zonas-, han hecho que los dirigentes de Asia Central se sientan más cómodos al negociar con vecinos más "comprensivos" como Rusia y China. A pesar de esto, sin duda la influencia norteamericana tiene presencia en la región, ya que Kazajstán, por ejemplo, sigue siendo un aliado clave (Anand, 2006), manteniendo estrechas relaciones con la Federación Rusa sin dejar de aspirar a integrarse en instituciones occidentales como la OTAN (Blank, 2007). El hecho es que Estados Unidos de Norteamérica es un actor fundamental en la cuestión energética y no puede dejarse de lado.

Sin embargo, también hay algo de margen para las iniciativas propiamente centroasiáticas; desde hace algún tiempo, la idea de que existe una necesidad de coordinar estrategias y de lograr acuerdos estables sobre varios aspectos -entre los que el energético es uno de los más importantes- que condicionan la vida de los habitantes de la región. Kazajstán es la república que lidera actualmente el grupo de los partidarios de construir una especie de Unión de Estados Centroasiáticos; Nazarbaev y cualquier representante gubernamental del país recuerdan constantemente que éste es un objetivo central y de gran importancia para la región si se quiere lograr un desarrollo económico y social significativo⁶. Gran parte de este proceso integrador tiene como motor a los recursos naturales, que sirven como moneda de cambio en muchos de los acuerdos logados en este sentido; estos recursos también descansan en

⁶ Así pude comprobar en al menos dos ocasiones: una con motivo de la conferencia "Security dilemmas and geopolitics of energy resources in Central Asia", celebrada en febrero de 2007 en Barcelona, en la sede del CIDOB, donde Gulnur Rakhmatulina, jefa del Departamento de Estudios Económicos del Instituto para Estudios Estratégicos de Kazajstán, defendió la integración centroasiática como forma de potenciar las perspectivas de mejora económica de la región. Asimismo, el Embajador de Kazajstán en Alemania, Vitali Sitenko, expuso la absoluta necesidad de trabajar hacia un modelo de unión similar al de la UE para las cinco repúblicas de Asia Central, ante el Embajador de Kirguistán en el mismo país, con ocasión de la conferencia "Aspects of the EU-Central Asian relations".

la base de estas ideas integradoras, ya que la creación de un espacio común autosuficiente, sin barreras de transporte y con unos suministros asegurados de energía es uno de los pocos objetivos que podrían, en algún momento, compartir los líderes centroasiáticos.

Por supuesto que una futura unión de estas características es algo que ni siquiera está aún a la vista, ya que, entre otras cuestiones, la soberanía nacional de cada Estado es algo que se defiende a toda costa en Asia Central, aún inmersa en procesos de promoción de lo nacional, la economía en cada uno de los países lleva un ritmo y tiene unas características diferente. La percepción general entre los gobernantes centroasiáticos es más de competición que de cooperación todavía. Pero si se concretara algún tipo de integración en un área particular -la demarcación de fronteras o la cuestión del agua, por ejemplo-, el proceso podría irse extendiendo hacia otros ámbitos de forma menos traumática (Dadabaev, 2007).

En definitiva, Asia Central se ha convertido, en gran parte debido a sus recursos energéticos, en una región estratégicamente importante en el escenario internacional (Linn, 2007). Es el corazón del continente euroasiático, el enlace entre varias de las economías más dinámicas del planeta: China, la UE, India, Japón, Rusia... Los recursos que esconde el subsuelo de la región, a pesar de no ser tan abundantes como hace años los análisis de organismos estadounidenses señalaban, son importantes para el mantenimiento del status quo energético actual, especialmente ahora que empiezan a vislumbrarse problemas de suministro. Por esta razón, los países de Asia Central que tienen abundancia de hidrocarburos están en el punto de mira de los grandes participantes en el mercado energético internacional, así como los que no los tienen, lo están en el de los otros países centroasiáticos, como fuente de abastecimiento de agua y otros recursos.

Asia Central se ha convertido en una región generadora de políticas; los procesos políticos, económicos y sociales que están teniendo lugar en la zona afectan de manera evidente al entorno global, y no únicamente al contrario.

Conclusiones

Los recursos energéticos en Asia Central han supuesto una gran esperanza para el desarrollo económico de varios de los países que integran la región y de ésta en su conjunto. Los hidrocarburos son el motor del desarrollo industrial -y por tanto económico- del mundo actual, como una vez lo fue el carbón. Cualquier país o territorio que tenga suficiente cantidad de hidrocarburos para exportar, se convierte en un potencial objetivo para los grandes consumidores, que temen una falta de suministro que afecta de forma desastrosa a sus economías.

Kazajstán en primer lugar y Uzbekistán y Turkmenistán en menor medida, se han convertido en productores que atraen inversiones extranjeras destinadas a derivar sus recursos hacia países que los necesitan más que ellos, ya que internamente el consumo no es tan grande como en países más desarrollados industrialmente. En cambio, Kirguistán y Tayikistán no disponen de ese tipo de recursos, pero en sus territorios nace la mayor parte del agua que es consumida en toda la región y que es imprescindible para sectores como la agricultura, la producción de electricidad e incluso el consumo humano.

Ésta es la primera y principal diferencia que se observa en la región: hay unos países con abundancia de recursos de hidrocarburos, y otros no. Los primeros se insertan en los mercados internacionales con más facilidad, mientras que los otros ven reducidas sus posibilidades de establecer relaciones comerciales con países de fuera de la región.

Pero, asimismo, es necesario tener en cuenta que Asia Central actúa como un conjunto regional concreto, con problemas y cuestiones comunes que parten de su pertenencia a la Unión Soviética. En efecto, Asia Central puede ser considerada como un conjunto regional propio, por lo que los países que la integran están condenados a entenderse si quieren progresar en sus respectivos desarrollos económicos. Son muchas las cuestiones que aún dificultan un proceso de integración coherente y realista, y problemas como las discusiones sobre territorios fronterizos, el acuerdo en torno al reparto de los recursos hídricos, los problemas con las minorías en cada país, el aumento de la influencia de los movimientos islamistas, etcétera.

En realidad, la lucha contra algunos de estos problemas, principalmente contra los grupos extremistas, es uno de los factores más importantes que influyen a la hora de acordar políticas conjuntas y de crear organismos regionales con poder real. La cuestión energética también es vital en este sentido, y la dirección seguida en los últimos años muestra una tendencia hacia la supremacía de la opción rusa en el sector. La preponderancia de la Federación Rusa en el escenario energético internacional, conjugado con la enorme influencia que tiene sobre las repúblicas centroasiáticas, hace que la rusa se haya convertido en la opción más cómoda, cercana y segura para tratar el tema de los recursos energéticos. En este sentido, Rusia promueve una integración institucional basada en el aseguramiento del abastecimiento de recursos -que ha incluido a China y es posible que llegue a incluir a Pakistán, India o Irán-, lo que ofrece garantías a todos los implicados de la zona. Éste es uno de los factores que convierten a los recursos como una de las causas - junto a cuestiones de seguridad - en los actuales procesos de integración.

En cambio, si en el plano institucional la integración regional parece llevar un ritmo tranquilo pero imparable, en el ámbito social queda aún mucho camino por recorrer. La persistencia de problemas como la escasez de recursos localizados en algunos puntos -como el valle de Fergana-, las consecuencias para la población de la

contaminación medioambiental o la percepción de injusticias en la distribución de los ingresos derivados de la venta de recursos, son todos obstáculos para una integración real y ofrecen motivos más que suficientes que alientan los movimientos extremistas de cualquier tipo, al contribuir a empeorar aún más las condiciones de vida de la población.

En definitiva, los recursos energéticos están sirviendo como motor de integración en la región y es posible que, en el futuro, la necesidad de llegar a acuerdos sobre el tema sirva de catalizador para conseguir una integración económica que beneficie a todos los estados implicados. Sin embargo, los problemas existentes son muy grandes todavía, e implican una visión más global que abarque no sólo a los recursos energéticos, sino a todos los sectores económicos y políticos. Sin la resolución de al menos alguno de esos problemas, la integración de Asia Central es dudosa y la región puede permanecer siendo un territorio en el que empresas extranjeras y dirigentes todopoderosos sigan beneficiándose del petróleo y el gas, mientras que la población vea empeorar aún más las condiciones de vida, aumentando las posibilidades del estallido de conflictos violentos.

Fuente de información:

http://sp.rian.ru/bilateral_relations/20091103/123829420.html

Asia Central: ¿hacia una visión alternativa a las relaciones energéticas? (RIE)

El 2 de noviembre de 2009, el Real Instituto Elcano (RIE) de Madrid, España, publicó un artículo de Aurèlia Mañé Estrada, Directora del Observatorio de Asia Central de la Universidad de Barcelona (G.A.T.E) titulado “Asia Central: ¿Hacia una visión alternativa a las relaciones energéticas?” (DT 56/2009). A continuación se presenta este artículo.

1. Introducción⁷

La idea que inspira este documento es pensar que la forma cómo entendemos las relaciones energéticas es la que determina cómo definimos y aplicamos las políticas de seguridad energética. Ante ello, se considera que la emergencia de Asia Central en la escena hidrocarburífera internacional es una excelente oportunidad para ejemplificar la distancia que hoy en día existe entre la perspectiva epistemológica-conceptual, mayoritaria, de las relaciones energéticas y la realidad de estas mismas relaciones. De ahí que este documento de trabajo defienda que Asia Central constituye un excelente caso de estudio sobre el que inferir los elementos que deberían tener en cuenta unas políticas de seguridad energética de “segunda generación”.

A mediados de los años setenta del siglo XX, a raíz de los llamados “choques del petróleo”, surge, como forma dominante del análisis energético, lo que en su momento se denominó (Mañé, 2005) el Paradigma Energético Dicotómico (PED). Según este paradigma las relaciones energéticas son conflictivas y antagónicas, y se desarrollan entre dos tipos de países, los llamados “consumidores” y los llamados “productores”.⁸

Mirado con retrospectiva, el PED nace desfasado. Puesto que asume un cuerpo epistemológico en vías de extinción. Ya, en 1978, la realidad que sus teorías pretenden explicar se está transformando. Sin embargo, el PED es el que ha servido para fundar la idea -en retroceso, pero dominante todavía hoy en día- de que la seguridad energética peligra por la dependencia que los países consumidores tienen de

⁷ Este documento es una versión revisada del texto presentado en el Grupo de Trabajo sobre Energía y Seguridad en Asia Central. Agradezco los comentarios de sus miembros. Por otra parte, el enfoque de actores es fruto del trabajo del Proyecto I+D+i “Actores e intereses en las relaciones exteriores de España con el mundo árabe y musulmán” (CSO2008-06232-C03-03/CPOL).

⁸ Un ejemplo muy relevante de esta forma de entender las relaciones energéticas es un artículo “mítico” publicado en la revista *Foreign Affairs*, en 1973, de James L Akins, titulado “The Oil Crisis: This Time the Wolf is Here”, y que influyó en el pensamiento dominante energético de los últimos 30 años.

las importaciones de los países exportadores. De ahí que fácilmente se asuma que quiénes tienen poder -es decir, capacidad de influencia- en la escena energética internacional son los países ricos en hidrocarburos.

Como se argumenta a lo largo de este texto, un análisis de los hidrocarburos de Asia Central en el marco del PED resultaría pobre, puesto que estos territorios quedarían relegados al ser exportadores menores. Sin embargo, desde la desintegración de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), cuando emergen como actores internacionales sus ex Repúblicas, el interés que las reservas naturales de esta zona han despertado tiende a desmentir este papel menor. Por este motivo, el objetivo de este texto es doble: señalar aspectos de las relaciones energéticas centroasiáticas que no se tendrían en cuenta en un análisis “tradicional”; y, por otra parte, aportar elementos empíricos para inferir un nuevo marco de análisis de las relaciones energéticas. Este marco debería ser el que fundara un nuevo tipo de políticas de seguridad energética.

Para este propósito, el documento se estructura en cinco grandes bloques: un primer bloque que presenta la crítica al PED, y un segundo bloque que pretende mostrar qué elementos de la realidad económica y energética no tienen cabida en el marco analítico anterior. A partir de ahí, el tercer bloque se centra en un análisis más empírico de las inversiones extranjeras y de las vías de exportación de los hidrocarburos de Kazajistán, para inferir, de ello, una propuesta de análisis metodológico y de componentes a considerar en la definición de las políticas de seguridad. Por último, a modo de conclusión, se introducen cuestiones apuntadas a lo largo del documento, con la esperanza de que alguien las encuentre suficientemente sugerentes como para participar en el debate de las propuestas aquí esbozadas.

2. Paradigma obsoleto, políticas de seguridad energéticas caducas

El análisis de las relaciones energéticas en el marco del PED tenía sentido en el marco conceptual-epistemológico que surge con el final de la Segunda Guerra Mundial y el orden bipolar impuesto por Yalta. Marco que se mantiene hasta finales de los años 70, cuando -casi se podría hablar de ironía de la vida, para las propias economías petroleras- el efecto de los dos choques del petróleo sobre las economías industriales, y los mercados financieros y de derivados internacionales, catalizan el inicio de una transformación profunda, a escala mundial, de las políticas económicas de ordenación y de proceso.

De forma muy esquemática, podemos decir que aquellos que creen que un país rico en recursos naturales, o una agrupación de los mismos, como la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), tiene la capacidad de determinar el devenir de las relaciones energéticas internacionales, son los mismos que creen que las relaciones económicas internacionales están basadas en:

- 1) Unas relaciones económicas entre países que se rigen por la teoría clásica-neoclásica del comercio. Según ésta, las exportaciones y las importaciones son fundamentalmente intercambios de mercancías, fundadas en el principio de la ventaja comparativa -o relativa-.⁹ Por otra parte, como escriben Raikes, Jensen y Ponte (2000, p. 394), estas teorías asumen tanto que los intercambios de mercancías están aislados de las inversiones y de la financiación que estas mismas partes realizan, como que, entre sí, los participantes de las transacciones están incomunicados y son independientes. La traslación de estas ideas al ámbito del petróleo implica:

⁹ Por no tratarse de un compendio sobre las teorías del comercio exterior, sólo hacemos mención a las cuestiones con relación directa con el análisis de las relaciones energéticas. Por ello, en este epígrafe, no hacemos mención a toda la línea de análisis, posterior, desarrollada por Oliver Williamson, que aplica el concepto de costos de transacción de Robert Coase (1937) al comercio internacional.

- a. Un análisis de las transacciones del petróleo centrado en el aspecto de intercambios físicos de mercancías y no en el de flujos de capital.¹⁰
 - b. Asumir que las decisiones de exportar a un país u otro, o de no exportar -más que importar, en este caso- no están condicionadas por otras relaciones económico-financieras, sino por la voluntad del país exportador. Es decir, no contempla la dependencia mutua o la interdependencia energética.¹¹
- 2) Un modelo de crecimiento/desarrollo que es el de unos países industrializados organizados según el “modelo fordista” de producción. En éste, la base energética del crecimiento y del bienestar material es el petróleo. De ahí que el principal insumo para la producción de bienes sea el petróleo –barato-, que se ha de importar del extranjero al ser un factor específico no deslocalizable. Así, en el “modelo fordista”, en última instancia, el bienestar material depende de las importaciones de petróleo de países terceros.¹²
- 3) Unas relaciones económicas internacionales, que al igual que ocurre en las relaciones políticas internacionales, se desarrollan entre Estados nación o países. Por ello, las relaciones energéticas, que son internacionales, también se desarrollan entre países, no entre empresas u otros agentes económicos.¹³
- 4) Las relaciones internacionales se rigen por un “orden bipolar” que conlleva a que los países que pertenecen al mismo bloque se consideran aliados, y a que en el bloque Occidental se dé por sentado que las empresas Occidentales sólo pueden

¹⁰ Dos ejemplos de análisis de las relaciones energéticas basadas en el ámbito financiero son la escuela estructuralista francesa, representada en su momento por J.M. Chévalier (1973), y la radical estadounidense, bajo un enfoque más aplicado, de Nitzan y Bichtler (2002).

¹¹ A este respecto, véase Escribano (2006).

¹² Este tipo de análisis surge desde el momento en que Estados Unidos de Norteamérica pasa a formar parte del “territorio de la industria del petróleo internacional” (Odell, 1974, p. 11). Es decir, en los años 70 del Siglo XX, cuando la economía estadounidense deja de ser autosuficiente y pasa a importar crudo para satisfacer su creciente consumo de energía fósil primaria.

¹³ Cualquier informe de la Agencia Internacional de Energía (EIA) de los años 80 o 90 para ilustrar esta cuestión, el lenguaje es de países productores o exportadores y de países consumidores.

servir a los intereses de Occidente o a los del país al que pertenecen.¹⁴ Por esta razón, se asume, fácilmente, que los objetivos de las Grandes Productoras de Energía (GPE) Occidentales se corresponden con las necesidades de los consumidores de los países industrializados.

- 5) Las políticas económicas de los gobiernos de los países industrializados, basadas en el arquetipo keynesiano, se dirigen a lograr el bien común y el bienestar colectivo. Bienestar que, en el “modelo fordista” de producción y de consumo, depende de un suministro energético garantizado desde el Estado a través de las empresas públicas, energéticas, nacionales.¹⁵

De estos cinco puntos se deduce que las relaciones energéticas internacionales están basadas en el petróleo y que:

- a) Son de intercambios de bienes -físicos- energéticos.
- b) Generan unas relaciones que pueden ser interrumpidas unilateralmente por cada una de las partes.
- c) Son la base de un modelo del crecimiento y desarrollo que se identifica con el “modelo fordista” de producción y de consumo.
- d) Dan lugar a unas relaciones que se dan entre Estados, puesto que son los actores -económicos- internacionales.

¹⁴ El ejemplo más paradigmático de esta afirmación es la política energética estadounidense, desde el presidente Nixon hasta el presidente Bush Jr., que de forma tácita asume la comunión de intereses de la Administración y los consumidores estadounidense y de “sus” grandes productoras de energía privadas e internacionales.

¹⁵ Esto desde el punto de vista de la teoría económica se ha justificado al aceptar que el Estado/sector público juega un papel de primer orden en la reasignación de recursos y satisfacción de las necesidades colectivas; y, en la práctica, por el hecho de que las grandes empresas energéticas públicas en Europa se crearon para asegurar el un suministro seguro y barato de energía que, en aquél momento las “Siete Hermanas” o sus herederas no aseguraban. Ilustrativos a este respecto son la creación de ENI o la política energética del General De Gaulle.

- e) Se producen en el contexto del mercado internacional, que se corresponde con el del bloque occidental, donde existe una sintonía perfecta entre empresas energéticas (públicas y privadas) y “sus” gobiernos.

Todo ello en un contexto en el que los llamados países productores se identifican claramente con los de tipo OPEP y los consumidores con los industrializados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE).

Así, en grandes líneas, las políticas de seguridad energética que se han realizado en los últimos lustros están fundadas en una forma de entender las relaciones energéticas¹⁶ que gira en torno a dos ejes:

- 1) El más sesgado hacia las relaciones entre Estados, el de las relaciones internacionales. Éste ve a las relaciones energéticas como el resultado de una mezcla de diplomacia -entre la OPEP (sobre todo entre Arabia Saudita) y la Administración estadounidense y sus aliados- y de política exterior y de seguridad.
- 2) El más sesgado hacia los intercambios físicos, el más economicista, que asimila país productor a oferente y país consumidor a demandante. Por ello, ve las relaciones energéticas como un juego de oferta y demanda.

Ambos enfoques pueden considerarse como las dos versiones del PED: el primero, la versión política y, el segundo, la económica. Y, ambos han dado lugar a dos diseños de políticas de seguridad energética: el de “regiones e imperios” y el de “mercados e instituciones”.¹⁷

¹⁶ En este texto nos referimos a análisis de tipo geo-político o económico. No se entra en enfoques de tipo más geológico.

¹⁷ Véanse CIEP (2004) y Mañé (2005b).

3. La nueva economía global

Cambios en la economía global

La realidad contemporánea de la economía mundial es muy distinta de la de los supuestos en que se basa el PED. De forma muy esquemática, podemos clasificar en cuatro los ámbitos en que se han producido cambios. Tres de ellos -la “financiarización” de la economía, el predominio de las políticas antiinflacionistas de corte neoliberal y la diversificación energética- son consecuencia directa de la mudanza en los objetivos que el aumento de los precios del crudo catalizó. El catalizador del cuarto, la desintegración de la URSS, es más difícil de determinar.

A finales de los años 70, el surgimiento de los petrodólares y la necesidad de crear instrumentos para cubrirse frente a ulteriores incrementos de los precios del crudo generó un desarrollo sin precedentes de los mercados financieros internacionales.¹⁸ Este proceso ha culminado con lo que hoy en día se ha venido a llamar la “financiarización” de la economía. Es decir, como explica Carpintero (2009), la progresiva autonomía del ámbito financiero del productivo y la pérdida de peso de la “tradicional” intermediación bancaria, en pos del predominio de los mercados financieros. En términos prácticos la consecuencia de ello es doble: a) la instauración a escala global de la “economía de la adquisición” (Naredo, 2009) o la “economía basura” (El Gamal y Jaffe, 2009), que está conduciendo a la desindustrialización en los países de la OCDE; y b) la necesidad de financiación creciente de estos mismos países a través de los excedentes generados en el exterior (Carpintero, 2009; Wade, 2009; y Gieve, 2009).

Ambos aspectos matizan al menos tres de los supuestos del análisis de las relaciones energéticas internacionales: 1) son tan -o más- importantes los flujos internacionales

¹⁸ Un resumen actual y actualizado son los artículos de AEF (2009).

de capital financiero como los de mercancías; 2) la interdependencia entre intercambios de mercancías y flujos financieros es más patente que en el pasado; y 3) el modelo de crecimiento de los países industrializados de la OCDE ha dejado de ser el de producción “fordista”, e incluso el “toyotista”. De ahí que en un contexto de reducción creciente de la factura energética en los países consumidores,¹⁹ cobre, si cabe, más importancia la faceta financiera de los hidrocarburos que la energética (AEF, 2009).

Por otra parte, en el ámbito de las políticas económicas, el fuerte incremento en las tasas de inflación que ocasionó el aumento de los costos energéticos conllevó el paso del keynesianismo al ideario antiinflacionista, monetarista-neoclásico. Ello trajo consigo una ola de privatizaciones y desregulaciones. En los países consumidores se acabó con el sector público empresarial y, en el ámbito internacional, por medio del paquete globalizador del Consenso de Washington, se incorporaron nuevos actores (grandes conglomerados transnacionales privados, bloques comerciales y economías emergentes); a la vez, desde el ámbito teórico se cuestionaba el papel de los Estados nacionales en la economía global. Trasladados al terreno de la energía, estos cambios han supuesto una concentración de propiedad privada y transnacionalización de la escena energética internacional sin precedentes desde los años previos a la Segunda Guerra Mundial (Mañé, 2001 y 2003). La reconstrucción de los grandes conglomerados privados energéticos cuestiona seriamente la idea de que las relaciones energéticas se dan entre países productores y consumidores. Por otra parte, refuerza la idea de que estas relaciones se producen fuera del mercado en el seno de cadenas de producción energética verticalmente integradas (Hull, 2002). Todo ello ha supuesto el surgimiento de nuevos tipos de actores -gubernamentales y empresariales- en el juego energético (Kérébel, 2009; e Isbell, 2007).

¹⁹ Hoy por hoy, se calcula que la factura energética exterior es del 1% en la producción de valor añadido en los países industrializados (Chevalier, 2004). Cuestión distinta es la del transporte.

Otro efecto derivado de la crisis del petróleo de los años 70 fue el impulso a la diversificación energética. Diversificación entendida como la búsqueda de nuevos territorios (onshore y offshore) con reservas de crudo y gas -nuevos productores-, y diversificación entendida como transformación en los insumos de la cesta de consumo energético. Ello implicó una fuerte inversión en nuevas capacidades y tecnologías energéticas, que fueron el pilar del desarrollo de la energía nuclear, de la cogeneración eléctrica a base de gas y de una incipiente industria de renovables, que se ha ido desarrollando al amparo de los ciclos alcistas del precio del crudo y del desarrollo de una conciencia medioambiental global. Por otra parte, el desarrollo tecnológico del sector también incidió en la creación de un mercado del petróleo técnicamente unificado al que, en la jerga del sector, se le conoce como el “great pool” petrolero. Todas estas cuestiones inciden en una menor dependencia del sistema económico en el crudo y en la menor dependencia, siempre que se produzcan las inversiones necesarias, del crudo de una zona determinada. Así, siendo el transporte la excepción, ha aumentado considerablemente -en el ámbito de lo viable, aunque con costos mayores- la posibilidad de sustituir al petróleo por otros insumos energéticos. Es más, en el caso de algunas regiones ricas en recursos naturales y grandes extensiones deshabitadas, existen indicios de que se podría producir un “trade-off” entre inversiones en energías alternativas (biocombustibles, solar o eólica) e inversiones en desarrollo y exploración en hidrocarburos.

Por último, al inicio de los años 90, el fin de la Guerra Fría y la desintegración del bloque socialista soviético acabaron con un mundo cuyas relaciones internacionales se comprendían y explicaban en términos de aliados occidentales y orientales. Además, la desmembración del imperio Soviético reveló al mundo un conjunto de países y territorios que se incorporaron a la escena internacional como actores de pleno derecho. Una vez más, este factor tuvo consecuencias para el análisis de las relaciones energéticas. Conceptualmente, palidece la identificación de intereses de empresas con “sus” gobiernos respectivos. Y, en términos del juego energético real, la

incorporación de todo el territorio de la extinta URSS a la economía global modificó significativamente los equilibrios y las alianzas entre productores, demandantes y consumidores de energía que, hasta la fecha, existieron en la “industria energética internacional occidental”. Cuestión que la “transición económica” china y el protagonismo de los emergentes BRICs (Brasil, Rusia, India y China) no ha hecho más que acrecentar.

Las relaciones energéticas en la economía global

De las explicaciones del apartado anterior se deduce que las relaciones energéticas internacionales han ampliado su espectro, más allá de los intercambios de hidrocarburos y que -a diferencia de lo que asume el PED-:

- a) Son de intercambios de bienes –físicos- y de activos financieros derivados del petróleo, que se conocen como petrodólares y fondos soberanos.
- b) Generan unos intercambios interdependientes que, en muchos casos, se dan entre alianzas de una industria verticalmente integrada, con muchos puntos en común con una “Global Comodity Chain” .²⁰
- c) Son necesarias, puesto que si bien es claro que siguen siendo la base del sistema de crecimiento, no lo es tanto que este modelo de crecimiento esté basado en la producción de bienes industriales. De hecho, cada vez hay más voces que hablan de un “rentismo” generalizado.
- d) Dan lugar a unas relaciones entre Estados, compañías nacionales energéticas (conocidas en el medio energético como NOC) y grandes empresas energéticas privadas internacionales (también conocidas como IOC) de diverso tipo; además de accionistas y actores que operan en mercados

²⁰ Véase Raikes, Jensen y Ponte, (2000).

financieros internacionales, que reciclan petrodólares o atraen fondos soberanos.

- e) Se dan en un mercado internacional que incluye a todo el planeta y ha dejado de funcionar por bloques. Con ello, las alianzas que se pueden dar entre esa multitud de actores son de geometría variable y no necesariamente determinadas por la nacionalidad ni por el tipo de propiedad (pública, privada).

Con ello queda claro que los fundamentos reales en los que se basó el PED han dejado de estar vigentes. Por este motivo, el enfoque sobre el que basar las políticas de seguridad energética ha de ser distinto del de “regiones e imperios” o del de “mercados e instituciones”.

4. Asia Central un nuevo espacio geo-energético global

El caso de los territorios ricos en recursos naturales de Asia Central es un caso de estudio del que se puede inferir el nuevo marco de análisis de las relaciones energéticas contemporáneas. Es una situación relativamente nueva, puesto que la aparición de esta región en la escena internacional coincide con el hecho histórico más importante de las últimas décadas, la desintegración de la URSS. A inicios de la década de los 90, al ampliarse la industria internacional del petróleo al territorio ex soviético, los territorios de Asia Central entran como actores en la escena energética internacional y, en ellos, se inicia la transición energética. El nuevo sistema hacia el que se dirige esta transición no está claro todavía.

Asia Central, ¿un país productor en la escena energética internacional?

Los países productores tienen tres características fundamentales: 1) son territorios en cuyo subsuelo hay significativas reservas de hidrocarburos; 2) el grueso de la extracción de los mismos se destina a la exportación; y 3) internamente tienen un comportamiento rentista.²¹ En términos de capacidad de influencia, los dos primeros elementos son los que les dan el poder en el ámbito internacional y el tercero su debilidad, puesto que su dependencia de los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos en el mercado internacional les convierte en extremadamente vulnerables a cualquier oscilación al flujo de divisas resultado de la exportación de crudo y gas.

Los cuadros siguientes muestran el potencial de reservas y extracción de la zona. En ambas observamos tres hechos relevantes.

RESERVAS, PRODUCCIÓN, EXPORTACIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN LA REGIÓN DE ASIA CENTRAL

País	Reservas Miles de mill. de barriles 2008	Producción Miles barriles/día 2007	Exportación Miles barriles/día 2006	Producción/Consumo 2007
Azerbaijón	7 000.0	865.4	550.0	7.21
Georgia	35.0	1.1		0.06
Kazajistán	30 000.0	1 384.4	1 160.3	9.50
Kirguistán	40.0	1.2	3.4	0.08
Tayikistán	12.0	0.3	0.3	0.01
Turkmenistán	600.0	188.4	79.1	2.00
Uzbekistán	594.0	104.9	5.7	0.85
5 "tanes"*	31 246.0	1 679.2	1 248.8	
Asia Central	38 281.0	2 545.7	1 798.8	
Total mundial	1 166 322.0	83 125	63 057	
Primer clasificado AC/mundo	KZ (9)	KZ (19)	KZ (19)	
% 5 "tanes"	2.60	2.00	1.90	
% 5 primeros mundo	68.8	42.8	35.59	
% 10 primeros mundo	83.73	61.4	54.34	

* "Tanes" incluye Kazajistán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán

FUENTE: ENI (2008), World Oil and Gas Review.

²¹ Para una definición completa de lo que implica ser economía petrolera–rentista véase Mañé y Cámara (2005).

**RESERVAS, PRODUCCIÓN, EXPORTACIÓN Y CONSUMO
DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DE ASIA CENTRAL**

País	Reservas Bcm 2008	Producción Bcm 2007	Exportación Bcm 2005	Producción/Consumo 2006
Armenia	176.0		0.0	
Azerbaiján	1 350.0	6.2		0.59
Georgia	50.0	0.0		0.01
Kazajistán	1 900.0	25.7	15.4	1.18
Kirguistán	10.0	0.0		0.03
Tayikistán	10.0	0.0		0.05
Turkmenistán	2 860.0	64.8	46.6	3.89
Uzbekistán	1 870.0	56.2	12.0	1.26
5 “tanes”	6 650.0	146.7	74.0	
Asia Central	8 226.0	152.9	74.1	
Total mundial	181 945.5	2 929.1	853.7	
Primer clasificado AC/mundo	TKM (13)	TKM (10)	TKM (5)	
% 5 “tanes”	3.60	5.00	8.70	
% 5 primeros mundo	62.50	52.19	59.52	
% 10 primeros mundo	76.07	65.53	76.41	

FUENTE: ENI (2008), World Oil and Gas Review.

La primera conclusión que se deduce de las cifras que aquí se presentan²² es que la región de Asia Central no está llamada a convertirse en un productor de primer orden en el panorama hidrocarburífero mundial. Ambos cuadros, en sus tres últimas filas, comparan los valores de los territorios de la región de Asia Central con los de los primeros cinco y 10 mundiales. En estas filas se observa una fuerte concentración en los valores de los primeros clasificados a escala mundial, y la distancia entre estos valores y los de los “cinco tanes” señala que Asia Central, como extractor y exportador, tendrá una influencia limitada en la industria energética internacional. La magnitud de su influencia podría aumentar si se realizan alianzas con otros

²² Las cifras de estas tablas se han de presentar con cautela, ya que en el caso de las ex Repúblicas Soviéticas de la zona la siempre difícil tarea de conseguir datos sobre reservas y producción fiables es todavía más complicada que en el caso de otros países petroleros. De hecho, los hidrocarburos de Kazajistán están llamados a tener un papel en la escena petrolífera mundial mayor del que aquí se le atribuye, puesto que los recientes descubrimientos de algunos súper campos incrementarán significativamente las cifras aquí presentadas, ya que se espera que la producción de Tengiz se doble y que, después de 2011, Kashagan añada 1 millón de barriles diarios a la producción actual. Sin embargo, mi opinión es que estas cifras no alteran la argumentación presentada, puesto que la fuerte polarización que existe entre los primeros clasificados a escala mundial y los siguientes es tan grande que sólo alianzas con los “grandes” puedan ayudar a convertir un territorio determinado en un país de peso mundial.

productores mayores, sean estas alianzas un cártel de productores²³ o, en el caso de Rusia, de reintegración de su producción en un hipotético “great pool” ruso.

El segundo elemento que llama la atención en los cuadros anteriores es que del conjunto de productores de Asia Central sólo tres son relevantes: Azerbaiyán, Kazajistán y Turkmenistán. Estos tres son los únicos, por lo que nos dice la proporción producción/consumo, que parecen tener capacidad para asegurar una exportación futura cuando en un escenario más favorable que el actual se produzca una recuperación de las economías de la zona.

De todo ello, se deduce, resultado de la necesidad de realizar alianzas y del protagonismo de alguno de los países de la región, que no es evidente qué se entiende por región de Asia Central, ni como actor energético y ni como unidad de análisis. Así, se debería definir qué se entiende por la región de Asia Central. En este caso, la información que nos proporciona el ENI incluye también otros países del espacio ex soviético, que otras clasificaciones aceptadas internacionalmente, como las de British Petroleum y la Agencia Internacional de Energía (EIA) estadounidense, incluyen en el Cáucaso o en una Europa ampliada.

Ante estas reflexiones, a nuestro modo de entender, el aspecto más importante de esta zona como productora en el ámbito internacional, más que el peso de sus exportaciones, es el de aparecer, casi ya en el Siglo XXI, como un “espacio abierto” en el “mundo del petróleo y del gas” que, además, está ubicado en lo que Halford Mackinder definió, a inicios de 1904, el “Heartland” del mundo.

Analíticamente, en el marco del PED, este “espacio abierto” no tiene cabida. Puesto que en sus unidades de análisis, un país -o grupo de países- extractor y exportador

²³ En esta misma línea de argumentación está el caso del gas turkmeno, que puede acabar convirtiéndose en un complemento al gas ruso, ya sea como suministrador principal de Ucrania o como gas que ayude a Rusia a cumplir sus actuales compromisos con Europa. En estas hipótesis no queda claro si, como se ha especulado alguna vez, Turkmenistán acabaría convirtiéndose en uno de los principales suministradores de China.

(salvo Noruega y Canadá) es considerado un países productor y tendrá más o menos importancia en función de la cantidad física de reservas y de producto exportado al mercado internacional.

En el caso de Asia Central un estudio menos centrado en los países, dirigido hacia otro tipo de actores, nos da algunas pistas para realizar hipótesis del comportamiento futuro de este espacio geo-energético²⁴ abierto que, en nuestra opinión, se acabará definiendo en función de las alianzas energéticas que se produzcan en él.

Alianzas en el espacio geo-energético centroasiático

Los grandes agregados de las cifras de reservas, producción y exportación esconden a las empresas que se ocupan de las actividades vinculadas con la exploración y el desarrollo de la industria de extracción y exportación de hidrocarburos. En el “mundo de la OPEP” se asumía que las NOC eran el instrumento de intervención pública de los gobiernos de los países y que, por ello, hablar de país, Estado o NOC era prácticamente equivalente. Así, el peso de Venezuela se mide por PDVSA (o a la inversa), el de Argelia por Sonatrach y el de Arabia Saudita por ARAMCO. Ello se explica por el hecho de que estas compañías estatales, hasta fechas recientes, han gozado del monopolio absoluto de la industria petrolera en su país.

En el contexto de las llamadas economías en transición, de las cuáles las Repúblicas de Asia Central forman parte, esta situación no se da. Se trata de “nuevos” territorios ricos en hidrocarburos. Territorios que, a inicios de la década de los 90, mientras se

²⁴ Años atrás definí (Mañé, 2005b), por analogía con una visión clásica de la geopolítica, el espacio geo-energético: un bloque geográfico con una “governance structure”. Éste se entendía como un espacio geográfico en el que se dan determinadas relaciones entre los distintos agentes energéticos que actúan en él. En este espacio, además, los intercambios de bienes energéticos son la base para la constitución de una comunidad de seguridad, que se crea a partir de la integración voluntaria de sus miembros, pero que no excluye las relaciones con otros espacios. De hecho, también trasladé al ámbito energético las reflexiones de Erzan (1999) y Pertes (2004), para reivindicar que la creación de este bloque geo-energético ha de ser un instrumento para relacionarse e integrarse mejor en la nueva escena energética internacional.

padecía -y padecen- los graves efectos de la desintegración sistémica,²⁵ fueron considerados por la Administración Clinton como piezas clave para la contención de Rusia e Irán. Así, la necesidad acuciante de financiación de estas economías y su papel de “buffer” en un hipotético nuevo orden mundial explican la rápida apertura -a mediados de 1990- de los yacimientos de la zona a la inversión directa “occidental”. Ello originó un significativo flujo de inversión por parte de los grandes conglomerados energéticos privados transnacionales hacia la zona.²⁶

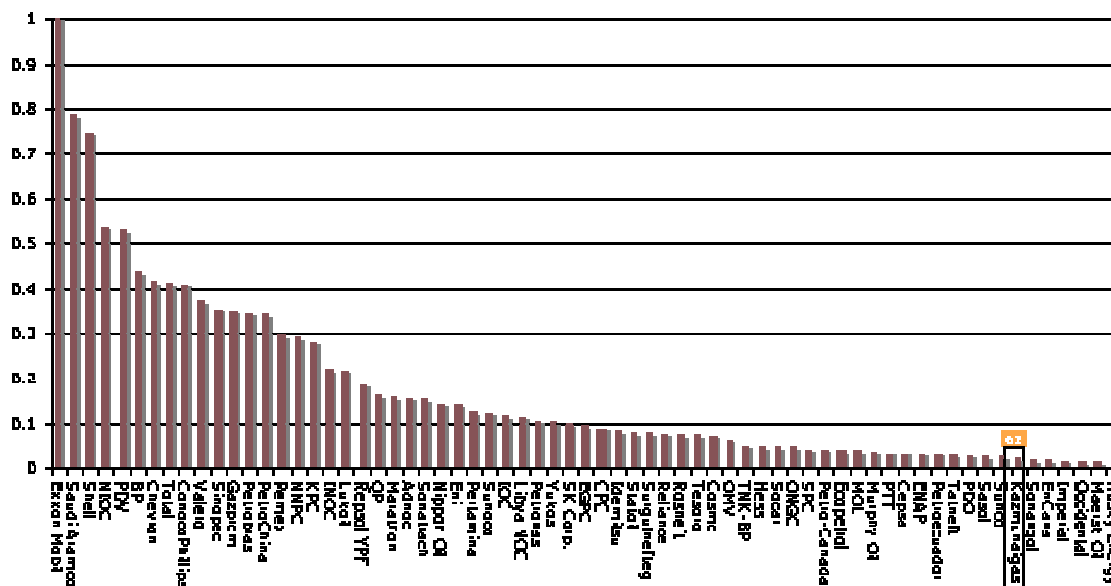
La mezcla de ambos componentes, ser “nuevos” territorios en transición energética y el flujo de inversión directa extranjera hacia la zona, explica la información de los gráficos siguientes.

El primero de los dos gráficos compara la posición de la primera NOC de la zona, Kazmunaigaz, con las posiciones de las principales empresas energéticas del mundo.

²⁵ A este respecto véase Cámara (2009).

²⁶ De hecho, por ejemplo, es probable que Chevron no se hubiera lanzado tan rápidamente a la inversión en Tengiz si no hubiera pensado que tenía el apoyo de la Administración norteamericana y de las bases estadounidenses de la zona, como la de Manas.

CLASIFICACIÓN MUNDIAL DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS INTERNACIONALES (IOC E NOC)



FUENTE: Energy Intelligence (2007), *Ranking the World's Companies 2007* y elaboración propia.

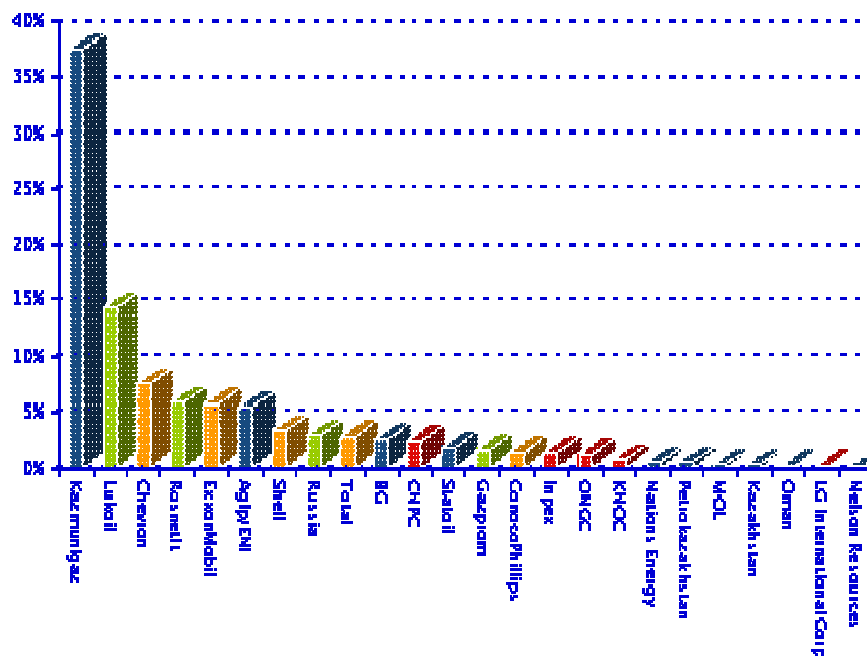
La clasificación que se obtiene en esta gráfica indica que, en una clasificación de su posición internacional,²⁷ Kazmunaigaz ocupa la posición 62 y está muy lejos de los valores de las primeras IOC y NOC. Así, se ha de deducir, que aunque esta compañía sea de propiedad estatal y entre en la categoría de las nuevas NOC, su presencia en el mercado internacional es extremadamente limitada. La explicación es que ésta es una compañía escasamente integrada, con un mercado exportador limitado²⁸ y poco diversificada.

²⁷ Esta es una clasificación a partir de los datos del Energy Intelligence Group de 2007, en que he elaborado un índice de 1 a 0, a partir de: (a) un índice elaborado a partir de la media del peso de cada empresa en el total de reservas del petróleo y gas de las primeras 95 empresas del mundo (1.761.555 millones de boe) y del peso de cada empresa en el total de la producción de petróleo y gas de las primeras 96 empresas del mundo (105.854 '000 boe/d); valor de 1 a 0, resultado de indexar el ((peso en reservas + peso en producción)/2) en relación al mayor valor de ((peso en reservas + peso en producción)/2); (b) índice del peso de cada empresa en relación a la capacidad de destilado mundial de las 64 primeras empresas del mundo (64.088 '000 b/d); valor de 1 a 0, igual que el caso anterior, pero para capacidad de destilado; y (c) índice de la cuota de mercado de las 63 primeras comercializadores del mundo; valor de 1 a 0, se indexa en función de la primera empresa mundial - en este caso, ExxonMobil-.

²⁸ Véase el gráfico siguiente.

En el sentido inverso, el gráfico siguiente muestra que la presencia de las compañías extranjeras e internacionales es muy fuerte en Kazajistán.

PORCENTAJE ESTIMADO²⁹ SOBRE LAS RESERVAS POR COMPAÑÍA EN KAZAJISTÁN



FUENTE: EIA (2008), Kazakhstan. Major Oil and Natural Gas Projects y elaboración propia.

La gráfica anterior muestra que si bien Kazmunaigaz es la compañía que “controla” un mayor porcentaje de reservas, éstas no llegan al 40% del total estimado para Kazajistán. ¿Quiénes son el resto de compañías? Destacan tres grupos: 1) las compañías de color verde, las rusas, con una participación del 24.6% en el total de reservas; 2) las compañías de color naranja, las cinco primeras IOC del mundo -según la clasificación del gráfico anterior-, con una participación del 20.68%; y 3) las compañías rojas, que se corresponden con las compañías de los grandes consumidores asiáticos como Japón, China, la India y Corea, con un 5.73% del total.

²⁹ Es una estimación muy simple, puesto que se ha realizado a partir del porcentaje de participación de cada una de las compañías en cada uno de los yacimientos y/o bloques kazajos incluidos en la lista de la EIA. Se ha asumido que este porcentaje de participación será el mismo que estas compañías tendrán sobre las reservas.

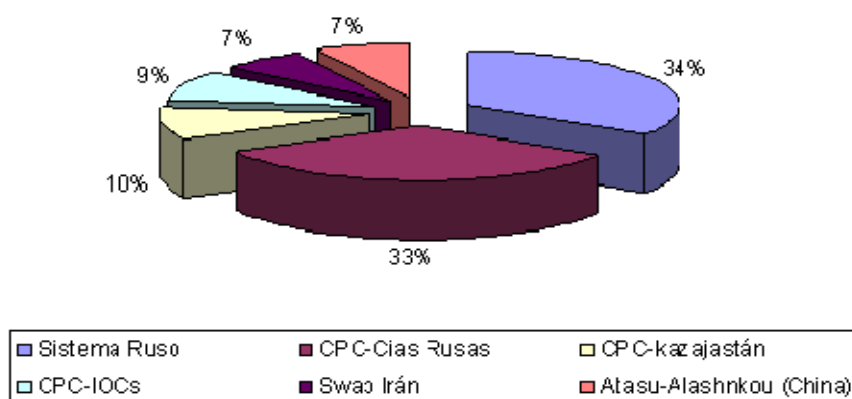
Así, la suma de información de ambos gráficos muestra a una NOC kazaja relativamente débil, mientras que los actores que operan en el territorio kazajo son de tres tipos: 1) las *quasi* NOC de uno de los principales productores y actor energético mundial, Rusia, que los analistas califican ya como una de las nuevas “siete hermanas”;³⁰ 2) las principales IOC mundiales, hoy por hoy, con grandes intereses en el mercado de consumo energético “occidental”; y 3), aunque con menor peso, pero con tendencia creciente, las empresas de Estado de los llamados nuevos países consumidores que, como afirma Kérébel (2009, p. 20), se han lanzado a realizar una inédita diplomacia energética para asegurarse su parte en el mercado y “securizar” sus suministros.

Así, en este “espacio geo-energético vacío” han ido entrando distintos tipos de actores energéticos con mayor poder y capacidad de influencia que Kazmunaigaz. Ello permite relativizar todavía más el papel que Asia Central podrá jugar en la escena energética internacional, puesto que este papel vendrá determinado por el peso o importancia de sus alianzas con los otros actores energéticos que operan en su territorio.

La gráfica siguiente ayuda a pulir cuáles podrían ser los perfiles de estas alianzas. Este gráfico muestra las actuales vías de exportación del crudo con origen en Kazajistán.

³⁰ En un artículo del *Financial Times* de 2007 se identificaron las “nuevas siete hermanas”: ARAMCO, Gazprom, CNPC, NIOC, PDVSA, Petrobrás y Petronas. Aunque yo no coincida con el papel que se quiere asignar a estas empresas –que remplazarán a las anteriores “siete hermanas”–, es innegable que están llamadas a ser compañías internacionales, salvo quizá en el caso de la china CNPC, con un peso importante, y que su importancia venga determinada por las importantes reservas que se hallan en “sus” territorios de origen.

**PORCENTAJE ESTIMADO SOBRE EXPORTACIONES
DE CRUDO DESDE KAZAJISTÁN**



FUENTE: EIA (2008), *Kazakhstan. Major Oil and Natural Gas Projects* y elaboración propia.

Claramente, en la gráfica, las compañías rusas, a través de la red de oleoductos heredados del anterior sistema y su participación en el CPC, son las principales exportadoras del petróleo kazajo. Ello refuerza la hipótesis de integración del petróleo kazajo en el sistema, o “great pool”, ruso, lo que apunta a la hipótesis de que este petróleo entrará en el mercado internacional en función de los objetivos de exportación, producción y consumo de la política energética rusa.

Por otra parte, el 7% que va hacia China, aunque minoritario, es significativo. Teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los yacimientos centroasiáticos de China y las estimaciones de incremento de consumo de energía de la economía china, los acuerdos de producción a los que CNPC está llegando, no sólo con Kazajistán, sino también con Turkmenistán y Uzbekistán, apuntan hacia una hipótesis de una alianza con el gran consumidor de la zona -falta ver qué ocurre con la India-. En este caso, la hipótesis es que las exportaciones de crudo kazajo, con un sesgo claramente consumidor, evolucionarán en función de las necesidades de la política energética china.

El 9% que representan las IOC internacionales en la exportación se nos antoja bajo si se tiene en cuenta la fuerza con la que entraron estas compañías, en los años 90, en Asia Central y su importancia -reflejada en el gráfico anterior- en el mercado internacional. Este porcentaje podría deberse a que los planes iniciales de apoyo de la Administración norteamericana³¹ hacia las compañías que aseguraran un flujo de energía desde la región hacía el mercado occidental se han ido truncando a medida que la crisis de Afganistán empeoraba y a medida, también, que las dos grandes potencias de la zona: Rusia y China, extendían su área de influencia en la región. En este contexto, ante unas inversiones de rentabilidad dudosa,³² y sin el decidido apoyo de “sus” gobiernos,³³ se podría especular que la estrategia de estas empresas ha sido sólo tomar posiciones a la espera de ver cómo evoluciona la situación en la zona. Ante ello, dos pueden ser los patrones futuros de comportamiento: el de unas IOC que extraen el petróleo y el gas de la zona para trasladarlo al mercado internacional o el de unas IOC que, a través de alianzas, integran “su” parte de insumo energético en las estrategias productoras rusas o en consumidoras chinas.

Por último, es difícil valorar las consecuencias del intercambio de petróleo con Irán. Probablemente éste sea más el resultado de las dificultades internacionales por la que pasa Irán que el resultado de una estrategia de alianzas con alguna de las grandes NOC de Oriente Medio.

Resumiendo, la información que tenemos sobre los inversores extranjeros en Kazajistán y las vías de exportación actuales del petróleo kazajo, indican tres patrones de alianzas posibles: 1) que los recursos entren en la estrategia del “bloque productor” ruso; 2) que los recursos nutran al “bloque consumidor” chino; y 3) que los recursos

³¹ Véase Klare (2004).

³² Por su condición de enclave energético, las condiciones de inversión en la zona son muy variables. Por ello, Asia Central requeriría una política de inversión específica que, hoy por hoy, no se ha definido.

³³ Otro factor que debilita la postura, en este caso, más estadounidense que occidental, es que la política se ha centrado en cómo sacamos el petróleo, frente a los actores rusos y –tal vez– chinos, cuya intervención también forma parte de una estrategia de ganar influencia en la zona.

de la región sean una fuente más del “great pool” de los demandantes IOC. Otra alianza con los NOC del Golfo Pérsico parece poco probable.

En todas estas alianzas el actor más débil parece ser Kazajistán, por dos motivos: 1) el poco peso relativo de Kazmunigaz; y 2) la creciente dependencia de la economía del país a los ingresos en divisas del petróleo (pagos por exportaciones y “royalties” o “bonus” de los inversores extranjeros). De hecho, la economía kazaja ya tiene muchos indicadores macroeconómicos que señalan un creciente comportamiento rentista.

5. ¿Cuáles son las conclusiones metodológicas de este análisis?

Extrapolando el caso de Kazajistán al conjunto de la región centroasiática, podemos inferir algunos aspectos sobre cómo sería adecuado analizar las relaciones energéticas. El primer aspecto que justifica esta propuesta es la poca información que aporta un análisis de la zona, bajo un prisma de país productor. Este análisis, exclusivamente basado en las cantidades de reservas, producción y exportación de la región de Asia Central, aporta, como se ha visto, escasa información sobre la realidad energética de estos países. Por esta razón el análisis realizado sugiere:

- 1) Matizar el peso que un determinado país o área pueda tener como exportador de energía primaria, con un análisis de las contrapartidas de sus exportaciones de bienes físicos. En el caso de la energía, al menos, valorar, como hemos hecho para el caso de Kazajistán, quiénes son los actores que operan en el país, por medio de las inversiones extranjeras que posibilitan estas exportaciones. Como valorar también la dependencia financiera de la economía exportadora de los hidrocarburos, por medio de las entradas en divisas que propician o su porcentaje de fiscalidad petrolera. Ambos aspectos, más allá de aportar elementos que abundan en la idea de interdependencia de los intercambios energéticos, ponderan de forma más

precisa la capacidad de influencia que puede tener un país o región rica e hidrocarburos en la escena energética internacional.

- 2) En segundo lugar, nuestro análisis nos ha mostrado que no es evidente qué territorios forman parte del mismo espacio energético, como que se dan alianzas entre los distintos actores energéticos que operan en los territorios de Asia Central. Alianzas que son motivadas, y causan, la interdependencia entre distintos actores energéticos, del punto anterior. Por ello, parece recomendable un análisis en términos de espacio geo-energético.³⁴ Es decir, adoptar como objeto de análisis un espacio definido, no sólo por las cantidades de hidrocarburos que existen en su subsuelo y se exportan desde él, sino por las relaciones –energéticas- que se dan entre los distintos actores que se inter-relacionan y actúan en el mismo.
- 3) En tercer lugar, el tipo de alianzas que hemos observado entre Kazmunaigaz y las otras empresas que operan en la zona (IOC y NOC “productoras” o “consumidoras”) muestra que los hidrocarburos de Asia Central parecen destinados a convertirse en los insumos de otros procesos de producción energética internacional verticalmente integrados. De ahí se puede fácilmente deducir que lo que define las relaciones -de poder- entre los distintos socios de estas alianzas es su posición y función en el marco de una “Global Commodity Chain”³⁵ (GCCCh). Por ello apuntamos que la GCCCh aparece como un potente instrumento de análisis de las relaciones

³⁴ Véase nota anterior.

³⁵ En un trabajo, Kaplinsky (2006, p. 359) defiende el marco analítico de la *Global Value Chain* en los siguientes términos: “Essentially what value chains offers is the following: a) an accounting framework to chart the accretion on costs as a product moves from conception, to production, through use, and to recycling; b) an analytical framework to explain who does what in the value chain, reflecting the dynamics of rent through the chain; c) by focusing on governance and power, a framework to understand the drivers of allocation and distribution; d) a corresponding analytical structure to explain the patterns of income distribution which arise in the production–consumption chain; and e) a framework for analysing different types of upgrading processes”.

energéticas internacionales que ocurren en conglomerados empresariales transnacionales verticalmente integrados.

A partir de lo anterior, siguiendo nuestra idea de que las políticas de seguridad energética deben fundarse en la forma cómo se entienden las relaciones energética. Los tres puntos esbozados en el apartado anterior invitan a definir una política basada en:

- 1) El análisis de la interdependencia que generan las exportaciones entre el territorio exportador y la compañía demandante (IOC o NOC) del crudo o del gas natural. Ello permitirá conocer quiénes son y qué pesos relativos tienen los actores que operan en ese determinado territorio, en nuestro caso, ejemplificado por quiénes controlan y exportan el petróleo kazajo.
- 2) Un análisis de los intercambios energéticos que se dan en un espacio determinado. Ello permite definir el espacio y posibles alianzas de ese juego energético. En nuestro ejemplo, permitiría definir con mayor claridad el espacio geo-energético de Asia Central y permitiría definir si se van a producir alianzas entre los tres grandes grupos de actores: rusos, chinos y “occidentales”.
- 3) Un análisis de las cadenas de producción en las que se integra el insumo de un determinado territorio. Ello permitiría establecer quién es el actor dominante - quién tiene más poder o capacidad de influencia- de la cadena. En nuestro ejemplo, si los hidrocarburos se integran en el sistema ruso, será un sistema “producer-driven”, si se integran en el chino “consumer-driven” y el de las grandes IOC, el peso estará en los demandantes.

Estos tres puntos se resumen en que las políticas de seguridad energética deberían basarse en el análisis de la “governance structure” que generan. Adoptando como

definición genérica de ésta la que dice que “governance globale de l’énergie est l’architecture des institutions et des processus -formels et informels, publics et privés- qui contribuent a la définition des règles collectives et structurent les relations énergétiques mundiales” (Kérébel, 2009, p. 33), (“La gobernabilidad global de la energía implica la arquitectura de las instituciones y sus proceso –formales e informales, públicos y privados- que contribuyen a la definición de las reglas colectivas y que estructuran las relaciones energéticas mudiales”).

6. Conclusiones

Dando una vuelta de tuerca más a la idea esbozada en el apartado anterior, se han quedado en el tintero aspectos del análisis que, con mayor información de la que disponemos ahora, deberían analizarse en el futuro. En este sentido, si se considera el papel que los recursos energéticos de Asia Central juegan en la nueva economía global, aparecen nuevos elementos que, explicativamente, parecen esenciales.

Una vez que se llega a la conclusión de que las políticas de seguridad energética se han de basar en el análisis de la “governance structures” (“estructuras de gobernabilidad”) que generan, se ha de tener en cuenta cómo funciona el marco institucional de esta estructura. Ello viene motivado por la definición misma de “governance structure” energética,³⁶ puesto que ésta intrínsecamente incluye un marco en el que los distintos actores gestionarán sus relaciones de poder de forma cooperativa o conflictiva. Como también viene motivado por la duda de qué es lo que puede hacer que un actor energético tenga más o menos poder a la hora de lograr sus objetivos en ese marco institucional.

Como el poder es un atributo relativo y no absoluto, en la línea que se deriva de los análisis de Susan Strange y Bernard Mommer, que resaltan el papel que las relaciones

³⁶ Kérébel (2009) cita varios sitios que pueden ser de interés para este aspecto de la definición. Entre ellos, www.Gppi.net/research/globalenergygovernance y www.psw.ugent.be/GlobalGovernance/.

de poder tienen en la estructuración de las relaciones energéticas y cómo los regímenes internacionales que las gobiernan son el reflejo de la distribución de la influencia en una situación determinada, pensamos que la capacidad de influencia de cada agente en la estructura institucional vendrá determinado por su contribución a la economía global. Así, si se realiza el análisis de la “governance structure” energética en términos de poder, el análisis de los hidrocarburos de Asia Central sugiere que el análisis de las relaciones energéticas debería también: a) incorporar a los actores energéticos financieros y alternativos en el análisis de la *governance structure* energética; y b) tener en cuenta el territorio y las instituciones regionales que lo “gobiernan”.

Sobre el primer aspecto, hoy no cabe ya ninguna duda sobre que los actores energéticos financieros se han de considerar también como sujetos de “governance structure” energética.

En concreto, en el caso de Asia Central, incorporar el Fondo Nacional de Kazajistán (FNK) -fundado en 2000, y que en 2009 era de 30 mil millones de dólares- en el análisis no es descabellado, puesto que la hipótesis de que el FNK sea un actor con mayor capacidad de influencia internacional que Kazmunaigaz es muy plausible. Aunque, claro es, la evolución de este FNK dependerá de cuál sea la relación de Kazmunigaz con sus socios internacionales.

Éste es un tipo de enfoque sobre el que no hay, ya, ninguna excusa para no introducir en el análisis, puesto que:

- Es un hecho la importancia del lado financiero de los hidrocarburos. Chévalier (2004, p. 306) afirma que “los retos económicos y financieros del petróleo no tienen comparación con la economía política de otras fuentes de energía, puesto que el petróleo se caracteriza por tener un costo de extracción bajo y un precio de venta -incluidas todas las tasas e impuestos- que puede llegar a ser muy elevado

por el hecho de su uso cautivo”. Esto ha llevado a que “la financiarización del mercado del petróleo que se inició en los primeros años 1980 sea, hoy en día, completa” (Kérébel, 2009, p. 22).

- Hay un instrumento de análisis que permite tenerlo en cuenta. Puesto que si se considera la cadena de producción energética una GCCh, como explica Soldevila (2008, p. 25), este enfoque de la “commodity chain” permite observar el papel de la cadena dentro del proceso de acumulación y cómo se distribuye el excedente generado entre los distintos eslabones. Los mayores beneficios se desarrollan en el eslabón con mayor grado de monopolio, pero no se trata de una situación estática.
- El contexto económico internacional lo hace necesario. Los grandes desequilibrios económicos globales indican que hemos entrado en una economía de adquisición en la que las economías ricas en hidrocarburos forman una parte esencial del equilibrio del sistema, al ser una de las categorías de economías que proporcionan liquidez y financiación a las economías industriales con necesidades de financiación acuciantes. De ahí la importancia que en el último año cobraron los fondos soberanos, como culminación de la “dinar diplomacy” que durante años han ejercido Kuwait³⁷ y Arabia Saudí.

En otro ámbito, analíticamente menos desarrollado, por la novedad de la situación, pero que la realidad también impone, es la necesidad de relativizar en el seno de la “governance structure” de la energía el papel del poder de los actores energéticos cuya fuente de influencia es el petróleo. Una vez más, Asia Central por su riqueza en alternativas energéticas, ofrece un buen caso para avanzar en el estudio de ello. En esta región la capacidad de influencia de determinados actores se matiza por la existencia de energías alternativas a las basadas en hidrocarburos y por el coste de oportunidad de determinados territorios, ricos en hidrocarburos, para otros usos. Esta

³⁷ Véase Panaspornprasit (2005).

hipótesis surge al intentar adivinar las consecuencias de que Kazajistán sea más rico en uranio³⁸ que en petróleo, de que en la región la riqueza en reservas hídricas³⁹ y en la posibilidad de generación de energía hidráulica es inmensa, o de que la riqueza en suelo no habitado con usos energéticos o agro-alimentarios alternativos parece ser ya una realidad.

Aunque estas reflexiones entran ya en el ámbito especulativo, ninguno de ambos temas, la faceta financiera de los hidrocarburos y las complementariedad/sustitución de fuentes de energía, pueden ser ignorados.

Por último, aunque a estas alturas parezca una obviedad, hay que destacar la importancia del espacio por donde transcurren las relaciones energéticas. Puede llamar la atención al lector que hasta este momento no me haya referido a los oleoductos y gasoductos que pasan por Asia Central. Dos son las razones: 1) que este tema ha sido ya discutido y documentado en el marco del grupo de trabajo sobre Seguridad y Energía en Asia Central del Real Instituto Elcano;⁴⁰ y 2) que voluntariamente he querido alejarme del debate de si el transporte ha de pasar por el norte, el sur, el este o el oeste, puesto que en términos de oleoductos todos estos puntos cardinales se refieren a la misma región: Asia Central. Hay que señalar que lo importante es el territorio y no “los tubos”. Se ha hecho ya mención a la condición *heartland* de Asia Central. Es más, recientemente este tema fue señalado en un sugerente, aunque pesimista, artículo titulado “La venganza de la historia”.⁴¹

La condición geográfica de Asia Central, en el “centro del mundo”, lleva a que ésta sea un factor determinante de su capacidad de influencia no sólo en el caso de las relaciones energéticas, pero también. A raíz de muchos de los conflictos que han ido surgiendo entre Rusia y, especialmente, Ucrania, y a raíz del reciente conflicto de

³⁸ Véase Serra i Castella (2009).

³⁹ Véase Campins Eritja (2009) y CIDOB–OAC (2009).

⁴⁰ Véase Fernández (2009) y Echeverría Jesús (2008).

⁴¹ Véase Kaplan (2009).

Abjasia-Osetia del Sur-Georgia, se ha ido tomando conciencia del poder que puede llegar a tener los países de tránsito y de cómo configuran las relaciones -energéticas-internacionales. Así, es cierto, como se ha afirmado (Mañé, 2005c; e Isbell, 2007b), que para Asia Central ser un lugar de tránsito es un activo, en términos de capacidad de influencia. Pero no es evidente que ello sea algo negativo. El “espacio geo-energético vacío” al que hemos hecho referencia puede verse como una barrera -lugar de conflicto- o como un lugar que aúne actores -de cooperación- con intereses regionales.

De ahí se puede intuir que un elemento para resolver los conflictos energéticos sea a través de estructuras organizativas regionales, que inciden en ese espacio geo-energético, aunque no incluyan sólo a sus actores “nacionales”. En nuestro ejemplo, existe ya un marco institucional en el que concurren actores de diversa índole, como es la Organización de Cooperación de Shangai (OCS). Tal vez, un “subproducto” de la OCS, sería el foro adecuado para dirimir las reglas del un juego energético regional,⁴² con influencia global.

Fuente de información:

http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/dt56-2009

Alianza para innovar proyectos de eficiencia energética (BID)

El 9 de noviembre de 2009, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) informó que ha impulsado una asociación con Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), Monex Alternative Investments y MGM Innova para promover oportunidades de inversión en proyectos de eficiencia energética en beneficio de pequeñas empresas y hogares de bajos ingresos en América Latina y el Caribe.

⁴² Haciendo un paralelismo con el Mediterráneo, como he explicado (Mañé, 2008), el papel de foros como el OME y el Foro Euro Mediterráneo de la Energía, constituyen, más allá de las políticas energéticas nacionales un marco institucional de encuentro en el que se dirimen buena parte de los acuerdos energéticos entre los actores energéticos de la zona.

Según el memorando de entendimiento, firmado en la capital japonesa, los socios se comprometen a explorar oportunidades para apoyar los mercados de carbono, la adaptación al cambio climático, así como diversos productos vinculados con el conocimiento del cambio climático y otras actividades relacionadas.

La alianza forma parte de los crecientes esfuerzos del BID para promover proyectos que aborden los problemas derivados del cambio climático, la eficiencia energética y el financiamiento de carbono en América Latina y el Caribe. Desde 2007, el BID ha aprobado 2 mil 600 millones de dólares estadounidenses para proyectos vinculados a energía renovable, eficiencia energética y préstamos basados en políticas climáticas, así como cooperación técnica.

“El BID trabaja estrechamente con gobiernos, el sector privado y otras agencias de desarrollo para apoyar los esfuerzos de la región para construir una sólida economía de bajo carbono”, aseveró el Presidente del Banco. “Las alianzas como la que hemos anunciado hoy son una herramienta fundamental para movilizar recursos y conocimientos alrededor de proyectos para ayudar a los países a crear una base sólida para el crecimiento sostenible”.

Según los términos del acuerdo, el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) del BID y sus socios se comprometen a explorar distintas oportunidades para crear un nuevo mecanismo financiero capaz de invertir en programas de reducción de emisiones en los sectores residencial, comercial y municipal, así como a enfocarse en el impulso de programas de eficiencia energética entre usuarios.

La nueva facilidad también administraría donaciones para apoyar a pequeñas empresas, al igual que para promover actividades vinculadas a la gestión del conocimiento, programas de mercadotecnia y concientización de los socios locales.

El BID, mediante su Oficina de Alianzas Estratégicas, busca enfrentar los temas vinculados al cambio climático y la eficiencia energética a través de alianzas estratégicas capaces de ser replicadas y llevadas a mayores escalas. Combinando recursos financieros, redes de distinto tipo y un alto nivel de especialización con aquellos que se encuentran disponibles al interior de corporaciones globales, el BID y sus socios se proponen incrementar su impacto socioeconómico y ambiental.

Los socios:

Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) es una filial de Sumitomo Mitsui Financial Group. A través de sus otras compañías integrantes, el grupo ofrece una amplia gama de servicios financieros enfocados en la banca.

Monex Alternative Investments desarrolla y gestiona productos de inversión alternativos, de clase mundial, junto con sus otros dos socios mayores, Monex Group, Inc. y Asuka Asset Management Ltd.

MGM Innova es una compañía global de desarrollo de proyectos con oficinas en las Américas, Europa y Asia que provee soluciones de bajo carbono. MGM Innova ha desarrollado e implementado más de 400 proyectos de bajo carbono y ha administrado una cartera de decenas de millones de toneladas en créditos de carbono.

Fuente de información:

http://www.iadb.org/news/detail.cfm?language=Spanish&id=5904&wt.mc_id=5904&ealertFrq=HA

Proyecto de eficiencia energética para aulas universitarias y oficinas gubernamentales en Colima gana Concurso de Innovación Energética (BID)

El 19 de noviembre de 2009, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) informó que un innovador proyecto que promueve el uso de reflectores de luz de alta eficiencia en aulas de clase y oficinas en el estado de Colima, México, recibirá 182 mil dólares estadounidenses por parte del Banco, al haber sido seleccionado uno de los ganadores del Concurso de Innovación Energética IDEAS.

Se estima que el proyecto genere un ahorro hasta de 30% en el consumo de electricidad a través del reemplazo de 1 mil reflectores de luz que iluminan las aulas de clase de la Universidad de Colima y oficinas gubernamentales del Estado.

Los reflectores utilizan una nueva tecnología desarrollada en Corea del Sur. La innovación consiste en que además de la importación de los reflectores, se promoverá la transferencia de tecnología entre los fabricantes mexicanos de lámparas tradicionales para lograr que se produzcan nacionalmente.

El proyecto, diseñado por la Universidad de Colima, es uno de los 26 ganadores entre un total de 1 mil propuestas recibidas de 28 países de América Latina y el Caribe y fue premiado en rueda de prensa en las oficinas del BID en México.

El Representante del BID firmó el convenio con el Líder del proyecto y profesor de Administración Financiera y Elaboración de Planes de Negocios de la Universidad de Colima.

El costo total del proyecto es de 276 mil 900 dólares, incluyendo una contrapartida local de 94 mil dólares. Los recursos se utilizarán para la compra e instalación de los reflectores, capacitación de los instaladores y una intensa campaña promocional para determinar la demanda del mercado que incluye visitas a 100 instituciones locales y

empresas. Además, se gestionará la creación de tres pequeñas empresas para que diseñen un modelo de replicabilidad.

Otros proyectos innovadores en América Latina y el Caribe ganadores del Concurso IDEAS 2009 incluyen la producción de energía limpia a partir de residuos del banano y de queso, el desarrollo de una turbina para ríos caudalosos y un “ferry” (embarcadero) impulsado por energía solar.

El Concurso IDEAS es patrocinado conjuntamente por GVEP International, la GTZ, el Gobierno de Corea y el BID. Un jurado compuesto por representantes de los patrocinadores seleccionó a los ganadores basándose en criterios de innovación, replicabilidad y sostenibilidad financiera. Los recursos serán desembolsados en un período de dos años.

La Universidad de Colima es una de las universidades calificadas entre las 10 mejores universidades mexicanas, como resultado de la implementación de políticas para mejorar la educación.

Cabe destacar que los patrocinadores del Premio de Innovación Energética IDEAS son:

- Global Village Energy Partnership, GVEP International, (Asociación Aldea Global de Energía) es una Organización no Gubernamental (ONG) que trabaja para acelerar y mejorar el acceso a la energía limpia entre poblaciones pobres en países en desarrollo. Se apoya la innovación en diseño, tecnología y modelos de negocios que tengan el potencial para aumentar el acceso a la energía renovable, mejorar la eficiencia energética o para aumentar el uso productivo de la energía.
- El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) es la mayor fuente de financiación para América Latina y el Caribe. El BID apoya el desarrollo de la energía

renovable a través de su Iniciativa para la Energía Sostenible y el Cambio Climático.

- La Cooperación Alemana, GTZ, es la agencia internacional de Cooperación Técnica del Ministerio de Cooperación y Desarrollo Económico del Gobierno Alemán, que apoya el desarrollo sostenible a escala mundial.
- El Gobierno de Corea apoya activamente los esfuerzos de América Latina y el Caribe para mejorar el acceso a la energía renovable y ha establecido el Fondo Coreano de Alianza para el Conocimiento en Tecnología e Innovación en el BID.

Fuente de información:

http://www.iadb.org/news/detail.cfm?language=Spanish&id=5965&wt.mc_id=5965&ealertFrq=HA