

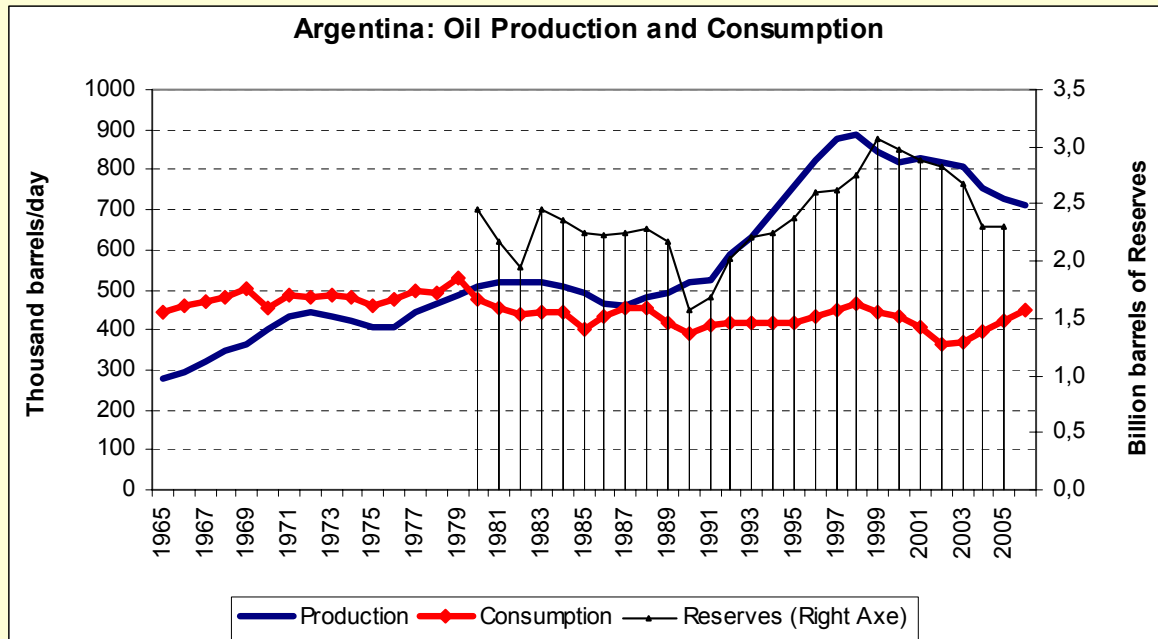


Recent Experience of Argentine Oil Industry: Performance and Problems of Incentives Design

Sebastián Scheimberg
October 2007



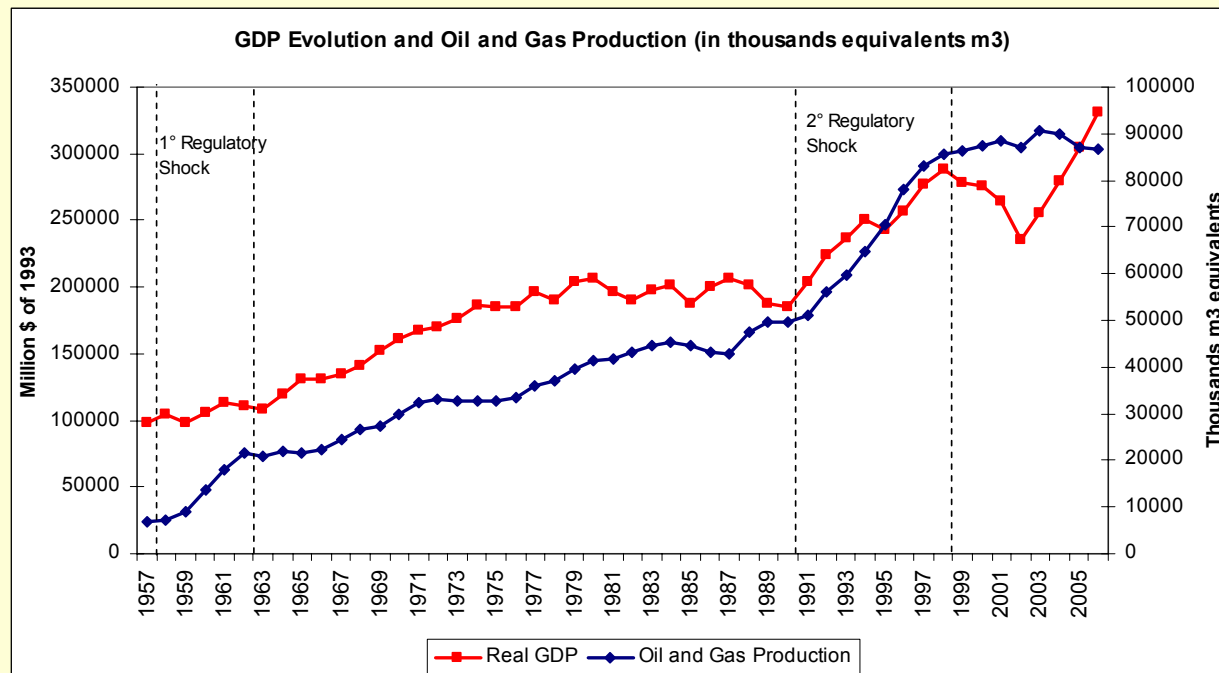
Recent Evolution of Oil Production, Consumption and Reserves



Since 1907 Argentina pursued oil self sufficiency. It was reached during 90's under oil sector transformation (deregulation + privatization)

Contractual Regime

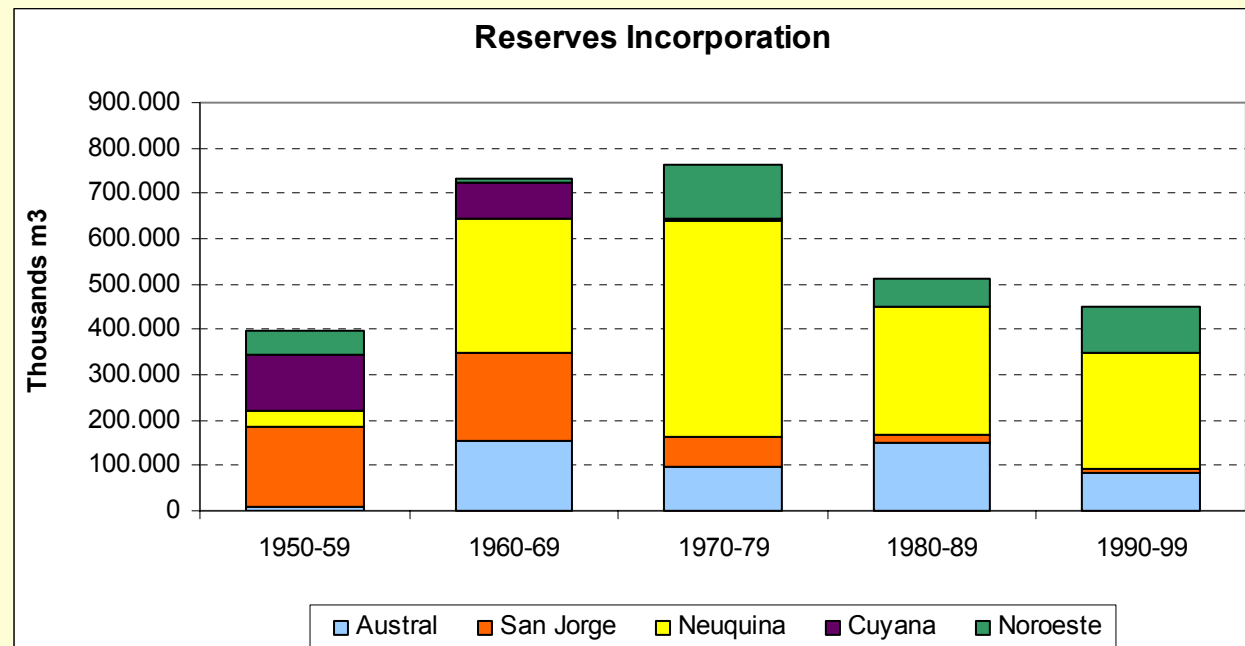
- Free availability of Upstream resources and private exploitation under a concessionary regime
- Ongoing situation: Law 17.319 (1967) + Deregulatory Decrees + Law 24.076 (Natural Gas: Regulated sectors)



The experience of the 90' showed that if initial shock from deregulation is not supported by a long term development strategy, those changes are not enough for a sustainable growth strategy. A deeper link should be established between public and private sectors

Geology

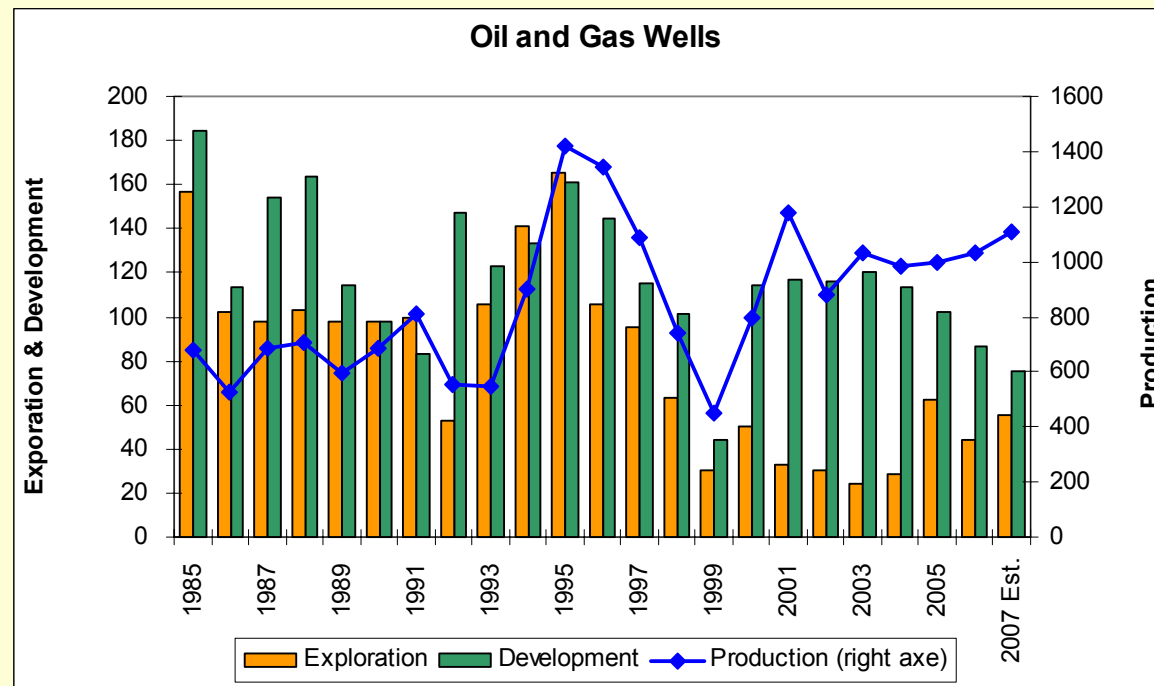
Hypothesis: Good productive performance of the 90's was possible due to previous state' exploration investment. The national company was privatized in 1993

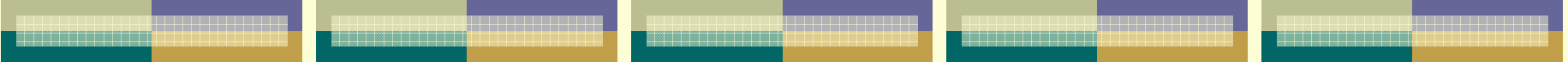


With partial information we conclude that reserves incorporation will be much lower during 2000s. It emerges a clear incentive problem for the private sector

Recent Indicators of E&P

- First Question: Is private efficient management compatible with long term development programs?
- Second: How much of this problem is due to institutional crises?






The 1990 decade: transformation, privatization and sale to international Corporations

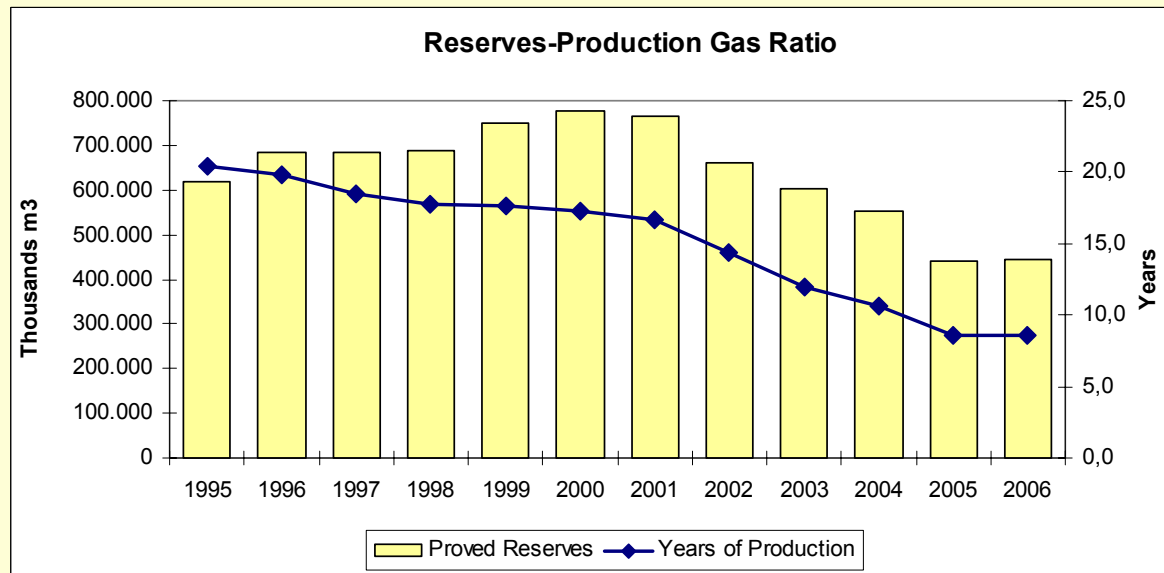
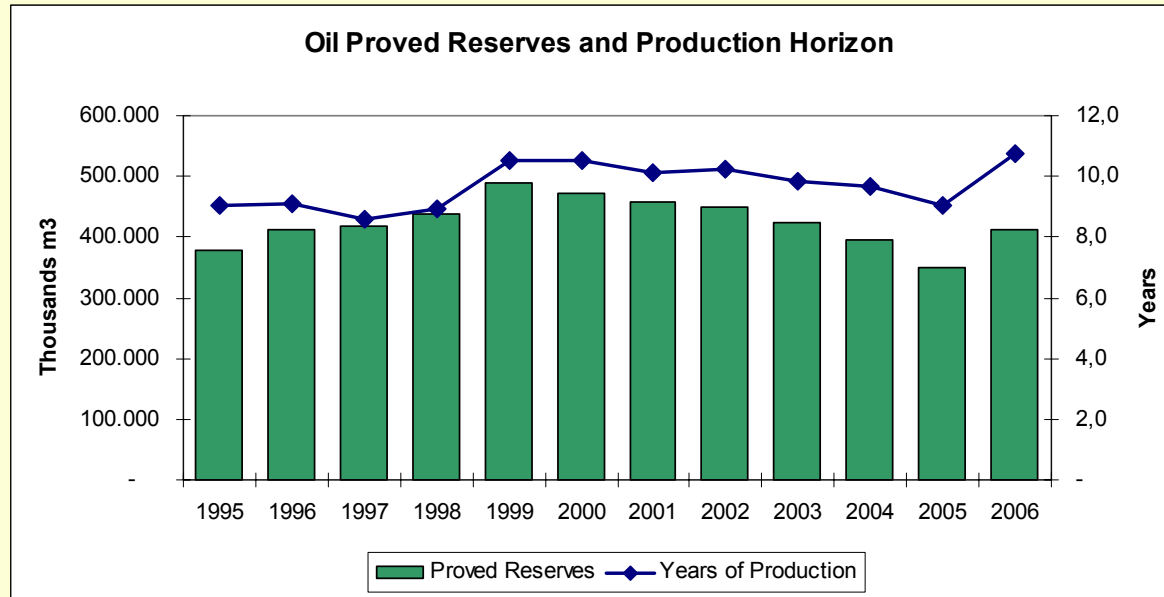
● Pros

- Increase of production and efficiency. Surplus allocated to exports
- Gasification of the economy (from 34% in 85' to 48 in 2005)
- Foreign currency inflow through external surplus and Direct External Investment
- Domestic companies (and service chain) consolidation
- Improvement in local productive capacities

● Cons

- Over exploitation (depredation) of resources
 - Lack of coordination between individual plans and aggregate available resources
 - Excess of economic concentration
 - Bias towards excessive non removable resource consumption and export
 - Lack of national energy plan since YPF sale to Repsol
- 

Oil and gas Reserves Horizons





Integration between geology and regulatory regime


Basically the question is, given our level of geological knowledge and perception, could a friendly economic and regulatory regime modify the performance of the sector in the future?

Is it possible that a new fresh investment inflow to the sector revert the ongoing situation?

How should it be the relationship between public institutions and private sector to that end?

Is it convenient to change the pattern of energy development given our present situation?

How should we work over private incentives? Should we expect any supply elasticity?



Oil Rent

Generation

	1999-2001	2002-2003	2004-2006
<i>WTI (US\$/bbl)</i>	25,2	28,7	54,4
Sale			
Oil (000 m3)	43.955	41.633	37.910
Gas (million m3)	37.414	38.533	45.980
Avg. Price			
Oil (us\$/m3)	142	163	311
Gas (us\$/000m3)	46	48	69
Oil Income			
Oil (million us\$)	6.220	6.784	11.667
Gas (million us\$)	1.742	1.838	3.168
Cost of Production			
<i>Per BOE (in US\$)</i>	9,2	7,2	9,1
Oil + Gas (million us\$)	4.567	3.538	4.651
Oil Profit	3.395	5.084	10.183

Distribution

<i>Million dollars</i>	1999-2001	2002-2003	2004-2006
Gas Consumption Subsidy		969,8	1264,5
Oil Consumption Subsidy		631,5	2867,2
Total Subsidy		1601,4	4131,7
in %		31%	41%
Export Tax		485,2	679,7
Income Tax	613,0	573,5	1212,0
Other taxes	167,8	145,6	225,3
Royalties	876,3	794,6	1204,0
Total Government take	1657,2	1998,9	3320,9
in %		49%	39%
Total Corporate take	1.738	1.484	2.731
in %		51%	27%

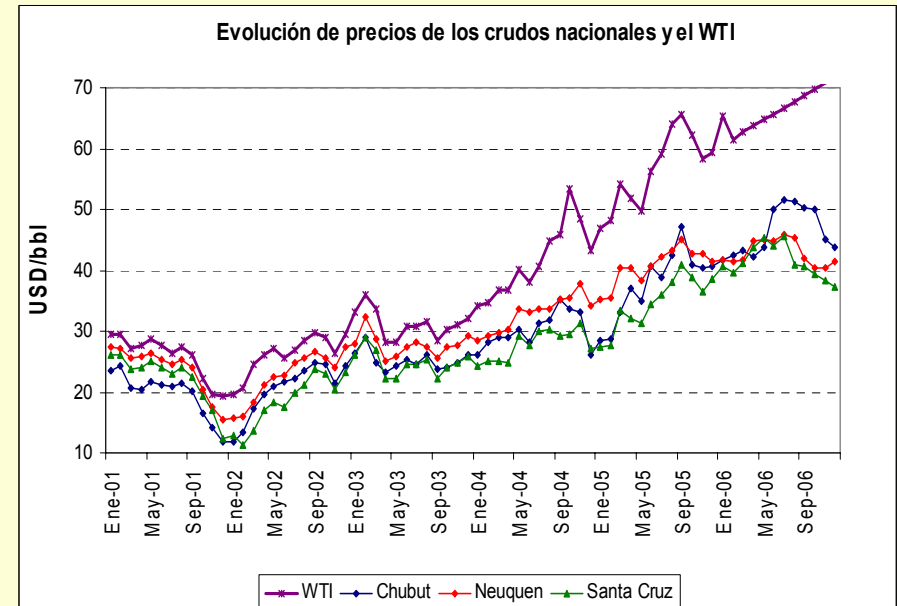
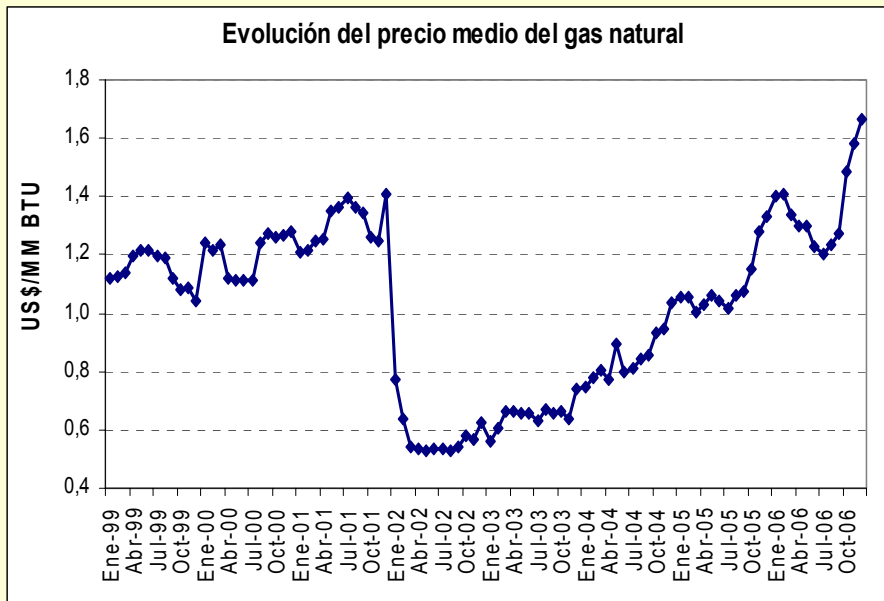
It is necessary to define a common methodology to compute oil rent.
There are also some problems with tax information



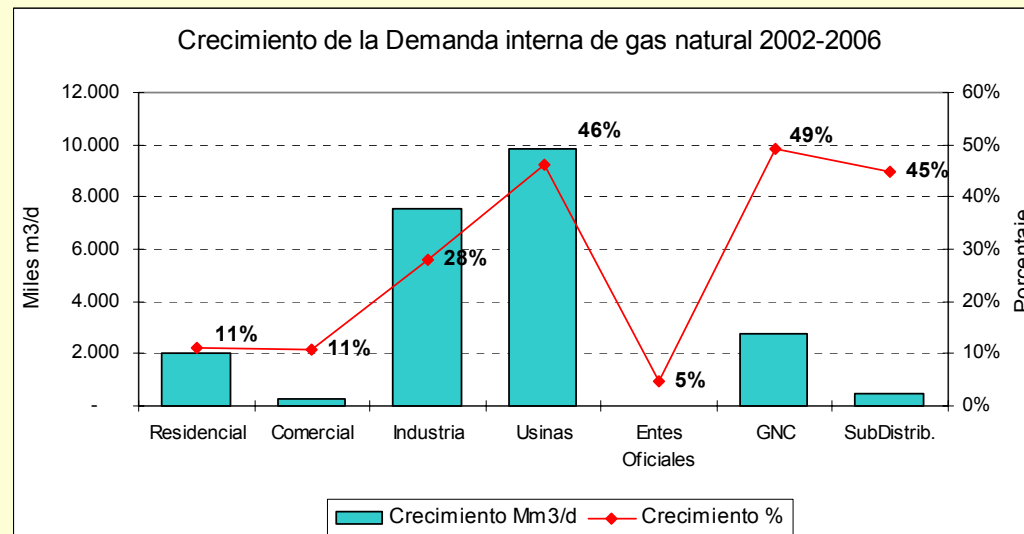
Annexes



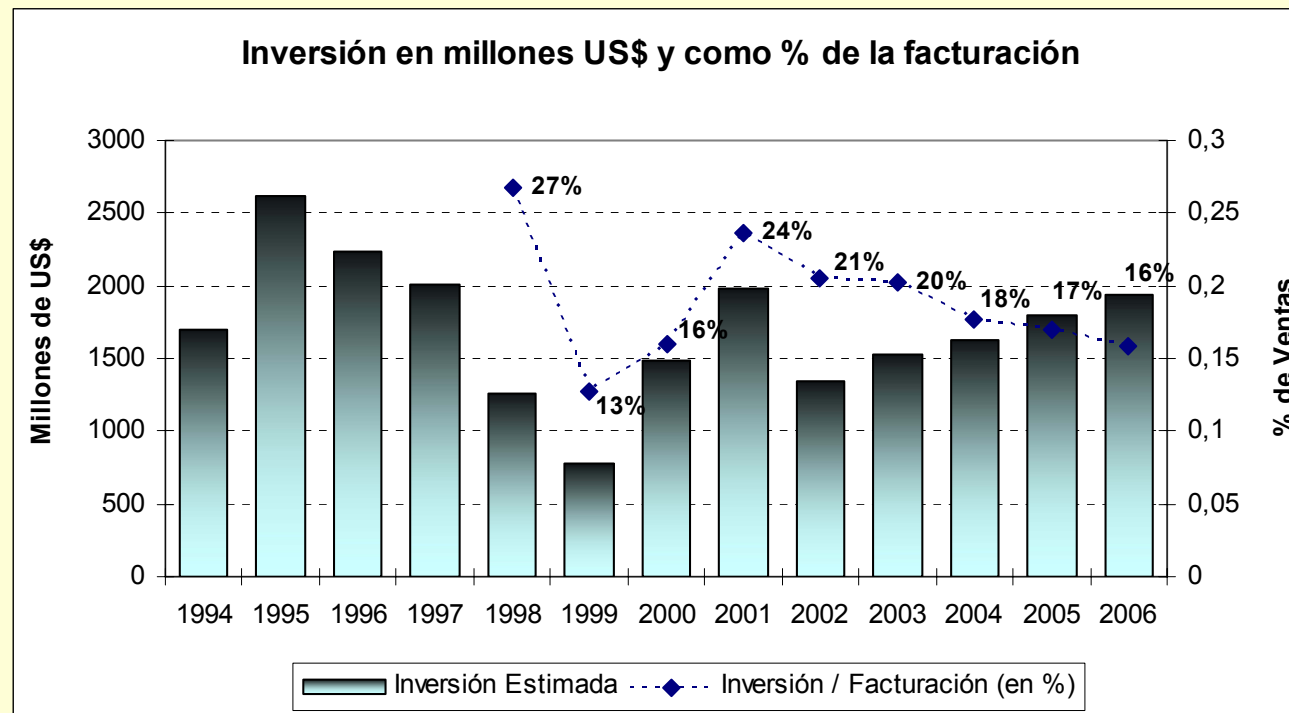
- Hacia fines del período los ingresos del sector se vieron fuertemente influenciados por la situación del mercado internacional y un sucesivo reacomodamiento de los precios internos



- No obstante la nueva configuración de precios relativos determinó un nuevo patrón de demanda, produciendo un cambio estructural. Ahora la restricción de consumo de gas está dado por la capacidad de producción



- La situación de precios internacionales, y competitividad por el lado de los costos determinó un aumento nominal de la inversión, aunque de caída relativa respecto a la facturación.



- Esto determina que se acentúe la tendencia de empresas energéticas más ricas con menores recursos disponibles, integrando así el lote de “ganadores” del modelo.

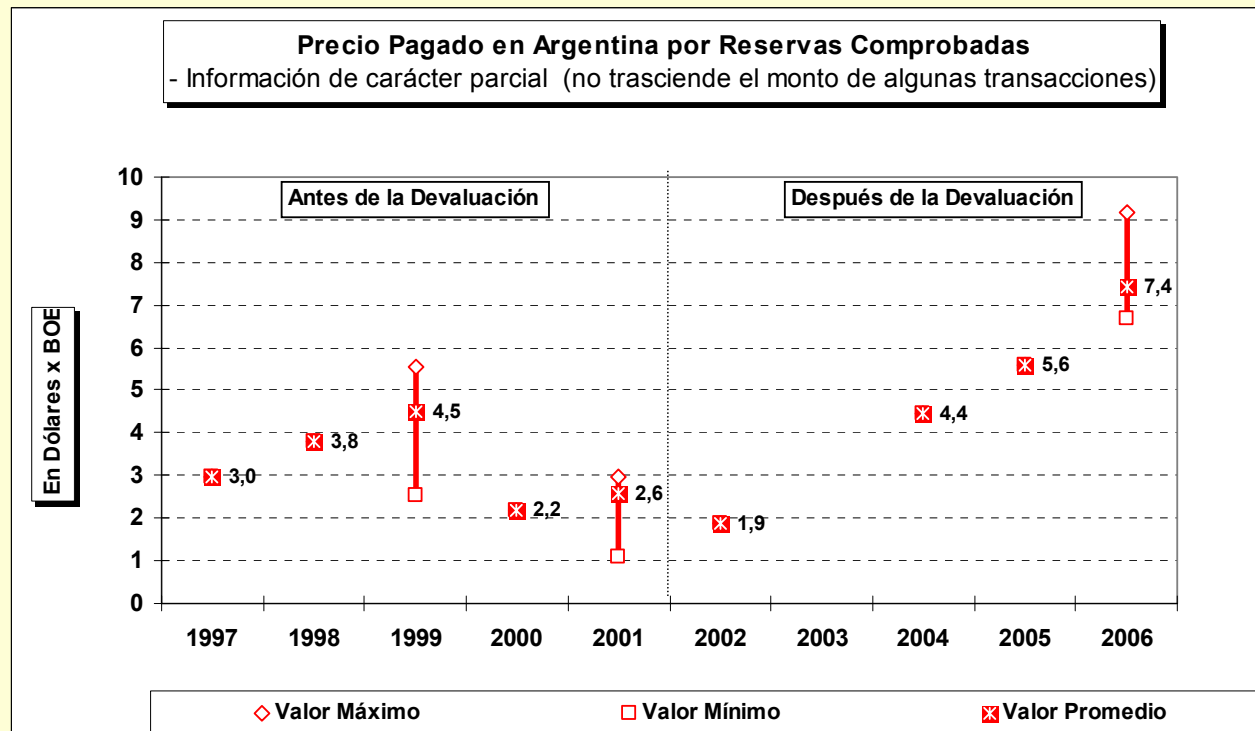
Resultado Operativo / Activos (en %)									
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sector Petrolero									
Pecom Energía / Petrobras (1)	7,09	6,25	7,59	6,23	7,67	6,31	9,25	12,41	10,49
YPF S.A.	7,88	10,99	19,62	15,24	21,65	24,34	26,89	27,13	17,45
Panamerican Energy (PAE)	1,3	7,06	25,67	16,02	22,76	21,69	27,7	31,17	38,69
Sector Externo									
Tenaris	N.A	-0,23	6,62	11,51	11,75	6,69	14,37	29,05	22,17
Siderar	12,49	6,6	7,47	4,93	18,78	30,83	38,33	25,96	19,72
Alapargatas	-0,7	-3,2	-5,33	-4,95	-5	-4,51	-0,49	1,51	2,51
ACINDAR	N.A	-0,55	1,17	0,1	14,89	28,74	36,73	34,34	26,1
Sector Doméstico									
Telecom	13,21	10,09	8,16	6,22	-1,65	0,87	3,24	5,9	10,46
Banco Galicia	1	1,71	1,43	2,8	-13,68	-0,78	0,24	0,97	-0,3
BBVA Banco Francés	1,61	1,5	2,05	0,66	-7,56	-0,55	0,2	0,96	N.A
Banco MACRO	-1,26	-2,39	-7,04	-8,87	5,89	3,81	2,2	3,13	N.A

- Caracterizada por un bajo desembolso en exploración...

	Producción Acumulada Oil		Producción Acumulada Gas		Total Pozos		Pozos Exploración/Total Pozos	
	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006	1994-1999	2000-2006
YPF S.A. / Repsol YPF	113.032	110.582	74.772	103.803	3.969	2.572	3,7%	1,9%
Astra Capsa (1)	17.010	18.166	1.343	2.866	156	324	2,6%	0,9%
Bridas - Amoco / Panamerican (2)	26.265	36.935	18.391	37.891	589	1.071	2,9%	4,9%
Perez Companc / Petrobras (3)	33.322	32.442	27.453	34.610	397	822	8,3%	3,4%
Cadipsa (4)	1.810	0	159	0	81	0	0,0%	
Colué Huapi (5)	181	288	39	53	21	17	4,8%	5,9%
Mexpetrol (6)	3.341	0	532	0	36	0	13,9%	
San Jorge / Chevron S.J.	20.256	27.660	3.175	7.866	203	488	7,9%	1,8%
Total Austral	15.293	12.393	34.979	70.690	80	80	5,0%	3,8%
Tecpetrol	9.143	13.429	12.156	21.778	153	474	5,2%	3,0%
Occidental / Vintage (7)	3.805	12.729	559	3.756	109	468	4,6%	1,7%
Pluspetrol (8)	6.404	6.592	17.876	34.765	89	159	6,7%	2,5%
Sipetrol	3.119	6.138	1.892	5.499	35	56	2,9%	1,8%
Capsa Capex	2.936	5.080	4.644	7.018	242	356	0,8%	0,3%
Entre Lomas (9)	0	2.219	0	1.333	0	102		2,0%
Pioneer / Apache (10)	1.220	3.528	1.299	6.279	180	432	13,9%	6,3%
Petroquímica C. Rivadavia	862	887	1.193	1.101	80	57	7,5%	0,0%
Quintana (11)	6.974	1.204	6.205	1.781	60	6	16,7%	16,7%
Chañares Herrados	270	667	8	23	0	26		3,8%
Pet. Sudamericana	606	746	658	524	5	32	0,0%	12,5%
Roch	1.635	753	944	1.029	25	15	0,0%	6,7%
Petro Andina Rsc. (12)	0	194	0	1	0	54		3,7%
Petrolífera Petroleum Lt. (13)	0	58	0	1	0	0		
Otras	3.089	2.470	2.819	782	170	25	11,3%	4,0%
Total	270.276	295.161	211.098	343.449	6.563	7.636	4,5%	2,8%

Notas: (1) Consolidada con Repsol YPF en 2003. (2) Se conforma PAE en 1998. (3) A partir de 2003 PB. (4) Finaliza su actividad en 1997. (5) Inicia en 1997
(6) Finaliza actividad en 1997. (7) Discontinúa en 1995. (8) Controlada por Repsol YPF. (9) Desde 2003 área remanente de P.Companc. (10) Hasta 1999 Chauvco Rsc., en 2006 Apache compra Pioneer. (11) En 2001 la compra Pecom. (12) Empezó en 2004 como Venoco. (13) Arranca en 2006.

- Con lo que es evidente que Argentina sigue siendo atractiva para el desarrollo de nuevos negocios



Si bien estos valores están influenciados por el WTI, el valor mundial de transacciones de reservas en 2006 fue (excluyendo EE.UU) de 5.9 us\$ o 7.2 sin la ex URSS

- Y un fuerte drenaje de divisas hacia las casas matrices, inconsistente con un plan de expansión interna

Valores Promedio Período	Período 1991-1998		Período 1999-2006		
	Repsol YPF	Perez Companc	Repsol YPF	Petrobras	Panamerican Energy
Relación Activos de Inversión(1)/Depreciación	1,56 veces	1,95 veces	1,18 veces	1,23 veces	1,88 veces
Financiamiento (deuda signo +, giro signo -)	\$ 51,9	\$ 206,9	-\$ 1.808,9	-153,29	-62,9
Giro de Dividendos (signo -)	-\$ 317,0	-\$ 52,0	-\$ 1.148,5	-2,92	-161,9
(Financiamto + Dividendos) / Activos	-2,7%	6,4%	-19,8%	-8,3%	-13,7%

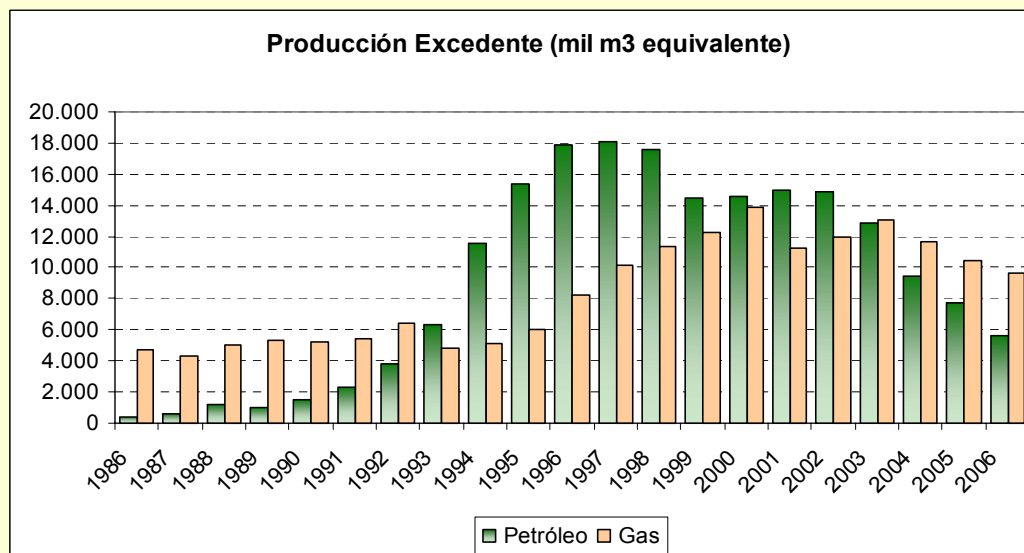
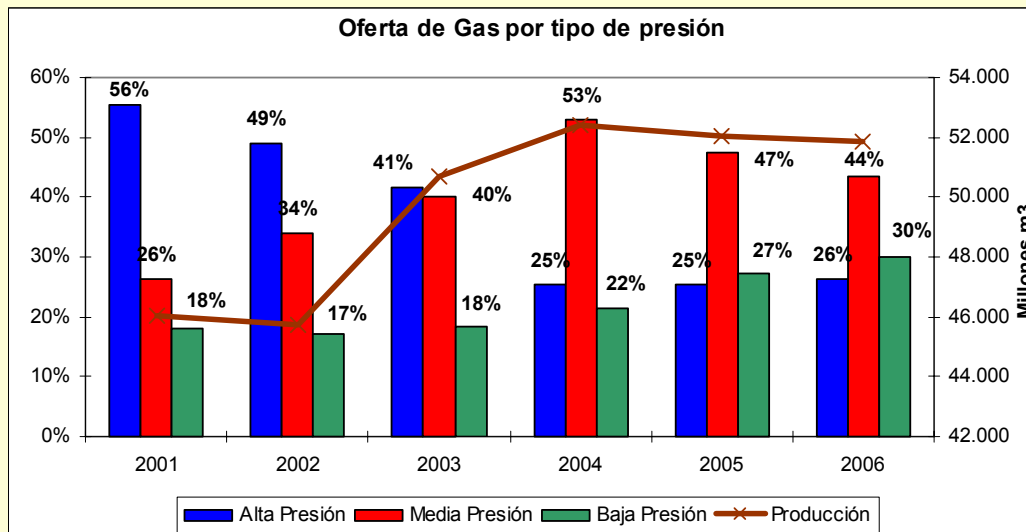
En estas empresas el nivel de endeudamiento es muy superior a nivel internacional que en Argentina

Existe una falta de información de muchas grandes empresas, lo cual se suma al déficit global de información

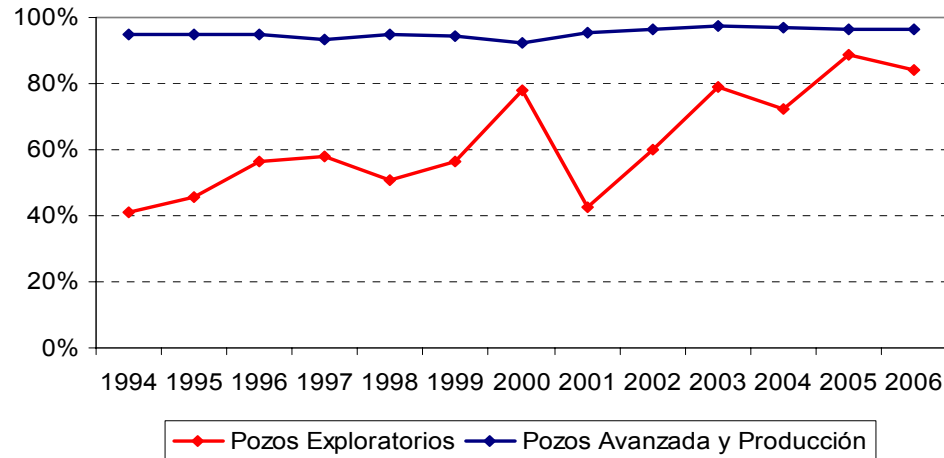
- Es posible que parte de estos ingresos sean especulativos, sin embargo las empresas chicas vienen mostrando el mayor dinamismo
- Sin dudas el tema de las licitaciones exploratorias sigue generando dudas en cuanto a su efectividad. También las genera las renegociaciones de contratos por fuera de los mecanismos competitivos

	Fecha	Período	Monto	Detalle	Inversiones Comprometidas	Reservas de petróleo (MMBEP)	Reservas de gas (MMBEP)	Reservas totales (MMBEP)	Precio del petróleo local (US\$/Baril)	Precio del gas local (US\$/MMBTU)	Dólares por BEP Reservas	Precio pagado en relación al precio de mercado
Loma La Lata	28/12/2000	10 años adicionales	300 MM US\$	Garantizando el 5% del flujo de fondos.	8000 MM US\$ en la provincia de Neuquén.	52	1104	1155	27,8	1,43	0,26	0,93%
Cerro Dragón	01/04/2007	20 años adicionales	120 MM US\$ + 3% de regalías	Pagaderos en 4 cuotas de 30 MM US\$	3000 MM US\$ de los cuales 2000 MM US\$ hasta el 2017.	372	137	510	34,3	1,00	0,24	0,69%

PAE ha sido una de las empresas que ha mostrado mayor crecimiento y agresividad en la inversión, particularmente en el desarrollo de Cerro Dragón. La renegociación tiene un costo político demasiado grande para la Compañía y genera suspicacias innecesarias



Porcentaje de éxito de pozos



	Indice de Esfuerzo Inversión		Indice Esfuerzo Exploratorio	
	2005	2006	2005	2006
Repsol YPF	85%	91%	74%	32%
Panamerican	81%	89%	191%	342%
Petrobras	129%	93%	20%	160%
Chevron	158%	118%	0%	0%
Total Austral	15%	19%	0%	27%
Tecpetrol	137%	128%	75%	96%
Occidental	275%	338%	196%	0%
Pluspetrol	40%	62%	30%	68%
Sipetrol	40%	4%	0%	0%
Capsa Capex	133%	254%	0%	0%
Entre Lomas	243%	218%	157%	178%
Apache	543%	202%	1453%	252%
Petr.Com.Rivadavia	383%	291%	0%	0%
Chañares Herrados	299%	359%	0%	969%
Pet. Sudamericanos	431%	301%	1828%	1014%
Petro Andina	6817%	1607%	18709%	0%
Otras	57%	251%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%

Conclusiones / Interrogantes

- ¿Cuál es la forma más conveniente de organización de la industria?
- La tendencia es a una mayor participación del capital privado, pero un intento por compartir el upside del incremento en la renta petrolera. En Argentina ha generado subsidios cruzados en exceso
- Diferencia entre regímenes concedentes y regalistas (vinculado al análisis positivo)
- Surgimiento de Agencias petroleras mundiales
- Movimientos pendulares de la política energética en lo que hace al rol del Estado y Necesidad de planeamiento de largo plazo, profesionalizando el papel de los reguladores y reforzando el modelo de desarrollo y las capacidades empresariales. ESTRATEGIA DE LARGO PLAZO
- El rol de la geología: ¿estamos condenados geológicamente? ¿si la frontera es expandible podemos esperar que un mayor nivel de inversión determine nuevos recursos? ¿Es necesario reorganizar el modelo de exploración / explotación en base a estos rasgos? ¿Existe elasticidad en la oferta?
- Es el papel de los nuevos entrantes meramente especulativo? ¿En cuanto contribuye a ello el marco regulatorio?
- Estas preguntas deben ser el punto de partida para desarrollar un debate profundo que se transforme en una Ley de la Democracia para una estrategia de largo plazo