

Documento de proyecto

**Experiencia reciente y desafíos para
la generación de renta petrolera
“aguas arriba” en la Argentina**

Sebastián Scheimberg



NACIONES UNIDAS



El presente documento fue preparado por Sebastián Scheimberg, consultor de la Oficina de CEPAL en Buenos Aires a partir de las tareas desarrolladas en el sector energético. El autor agradece las opiniones de Fernando Navajas y Daniel Montamat, la visión desde la geología brindada por Carlos Gulisano y los aportes de Bernardo Kosacoff, Gustavo Bianchi, Francisco Köhldorfer, Juan Rosbaco, Fernando Giliberti y Marcelo Guiscardo. También agradece la asistencia de Luis Giussani en la recopilación y presentación de los datos.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/W.142

LC/BUE/W.19

Copyright © Naciones Unidas, junio del 2007. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
I. Introducción	7
II. La organización de la industria	11
1. Características distintivas	11
2. La renta petrolera	13
3. Cuestiones teórico prácticas vinculadas a la renta petrolera y su distribución	15
4. Una aproximación gráfica y cuantitativa	18
5. Aproximación a la medición de la renta petrolera y el <i>government take</i> en Argentina	20
6. Reparto de la renta: el régimen de concesiones versus la gestión pública	25
7. La empresa pública	26
8. Los ciclos políticos versus los contratos óptimos	28
9. El problema de fin del contrato de concesión	29
III. El modelo de análisis basado en la geología, la capacidad empresarial y el marco regulatorio (G, CE, MR)	33
1. Una visión integrada	33
2. Geología: antecedentes y datos generales	37
3. El ciclo de la inversión y la producción	41
4. La capacidad empresarial	44
5. El rol del Estado	46
6. Los desarrollos locales	47
7. El régimen contractual	49
8. El modelo de transición	50
9. La situación actual	52
IV. Los indicadores de la industria petrolera argentina	57
1. Rasgos de la industria privatizada	57
2. Medidas de desempeño	59
3. Rasgos característicos de la industria petrolera en Argentina	66
4. La información estadística	70
5. La situación actual y el clima de negocios	71
6. Lo pequeño ¿es bello?	76
V. Conclusiones	79

Bibliografía.....	83
Anexos	85

Resumen

El presente documento analiza la evolución de la industria petrolera argentina “aguas arriba”, es decir concentrándose en las etapas de exploración y producción de gas y petróleo, a partir de la privatización de YPF. Para ello se describe en una primera instancia las formas de organización alternativa que presenta esta industria estratégica, desde el punto de vista del suministro energético, y muy intensiva en el uso del capital, la tecnología y los recursos humanos calificados. Se procura ilustrar en esta primera parte cómo influye en el desarrollo de la actividad, la intervención del Estado, intentando capturar parte de la renta petrolera.

En una segunda instancia, se procura identificar los determinantes del desempeño industrial, tanto vinculados a las condiciones naturales del subsuelo, el modelo de desarrollo de las capacidades empresariales elegido, como al marco legal que regula la actividad. En este sentido, si bien la dotación geológica resulta ser condicionante del máximo potencial que tiene la industria, parecería que el entorno institucional y las políticas públicas podrían generar una amplia variación del espectro de los resultados potenciales (tanto positiva como negativamente). En este sentido, una de las cuestiones que se intentan analizar es si el modelo de desarrollo energético que ha elegido la Argentina está condenado a transformarse, o bien si un cambio en la organización de esta industria podría extender la dependencia de nuestro país en los hidrocarburos.

A partir del análisis de los datos recientes, se muestra que existe una muy evidente necesidad de introducir cambios consensuados, por ejemplo mediante una Ley Nacional, que incentiven la exploración y la inversión privada junto a una mayor y mejor participación de las políticas públicas tendientes a perpetuar la renta petrolera en el largo plazo, e introducir competencia y transparencia; así como repensar la estrategia energética global, luego de haber pasado más de un lustro de políticas energéticas transitorias, y una década de iniciado el deterioro en los indicadores de esta industria.

I. Introducción

La industria petrolera argentina se encuentra desde hace varios años revirtiendo la expansión que había logrado a partir de la desregulación y privatización de comienzos de los años noventa, cuando cambió radicalmente la organización de la producción, sustituyéndose el monopolio de la empresa pública por un modelo competitivo. Luego de un inicio en el que se consolidaron con éxito algunas empresas nacionales, entre ellas la privatizada YPF S.A., se produjo un masivo traspaso de activos a las corporaciones internacionales¹ y comenzó a observarse una tendencia de declinación continua de la producción de petróleo y de las reservas. Más recientemente, ciertas interpretaciones acerca de las características geológicas asociadas a una explotación a menor escala y algunos aspectos regulatorios han fomentado el ingreso de pequeñas compañías independientes, tanto de capitales extranjeros como nacionales, que en un contexto institucional que no despeja algunas incertidumbres en materia regulatoria, van logrando un buen desempeño a baja escala.

Las indefiniciones vinculadas a los lineamientos de la política energética de largo plazo tenderían a afectar la organización de esta industria, la cual, a nuestro juicio, tiene que ver con los mecanismos de generación y de apropiación de la renta petrolera, fundamentalmente en la etapa de exploración y extracción (*upstream*), en la que concentraremos nuestro estudio.

En términos de los resultados alcanzados en los noventa el cambio en la organización ha probado ser eficiente en relación a la maximización de la renta petrolera de corto plazo pero ha dado muestras de una insuficiente actividad exploratoria asociada a la sustentabilidad de largo plazo, que se hizo más evidente a partir de la crisis económico institucional del año 2002. En este sentido no solamente se ha notado una relativamente baja inversión exploratoria de parte de las empresas, sino también una baja actividad pública asociada a incentivar la inversión en investigación y desarrollo (rubro en el que incluimos la exploración), y otras acciones vinculadas a la definición de lineamientos estratégicos en el campo del petróleo y de la energía en general.

Más recientemente se han dado, a nivel regional e internacional, dos fenómenos que están estrechamente asociados y cuyas señales resultan algo ambiguas para los inversionistas. Por un

¹ En este caso consideramos tanto a Petrobrás como a Repsol en esta categoría, a pesar de la presencia de sus respectivos estados en las decisiones estratégicas, y en el primer caso en gran parte del paquete accionario.

lado ha aumentado la renta petrolera producto del aumento del precio internacional del petróleo; por otro, ha existido una mayor presión por parte de los Estados Nacionales de participar en esa mayor riqueza. En algunos casos esta acción se ha traducido en un cambio de rumbo en la política petrolera, tendiendo a la gestión estatal de la actividad productiva en donde la renta ya existe. En nuestro país, en cambio, el norte hacia donde se dirige la política energética está aún indefinido.

El avance de los Estados Nacionales en el contexto de precios internacionales en alza, podría considerarse un rasgo distintivo de una industria que hunde grandes sumas de capital en activos específicos y que está sujeta a fluctuaciones cíclicas en el valor de la renta que genera, aunque es más característico de aquellas economías que tienen regímenes contractuales más laxos. De este modo, el ciclo de la distribución de la renta se contraponen al de la inversión: se convoca al capital privado en períodos en que la renta petrolera es baja o inexistente y se cambian las condiciones contractuales cuando ésta se vuelve significativa. Una clara evidencia de oportunismo contractual en detrimento del inversor privado, concesionario de un área de explotación. Sin embargo, esta inconsistencia temporal, en el largo plazo, puede terminar incrementando el perjuicio del Estado, ya sea por una mayor cesión de la renta en futuras convocatorias o por mayores compensaciones en los tribunales arbitrales (generalmente internacionales).

El problema de maximizar la renta consiste en diseñar el modelo productivo y el esquema impositivo asociado, que provea la mayor producción imponible. En términos ilustrativos se trata de la alternativa entre aumentar el tamaño de una torta de la cual el Estado se apropiará de una determinada porción, o de procurar obtener la máxima porción en una torta de tamaño menor o, en el extremo, inexistente. Desde el punto de vista de las políticas públicas no es sencillo diseñar el contrato ideal. En general existe una tentación muy grande por alterar las reglas cuando la renta petrolera aumenta y es apropiada por el inversor privado.

Otra alternativa es que el inversor que ya está instalado en el mercado encuentre mecanismos especulativos para generar transferencias a su favor de parte del Estado, “cautivando” de algún modo al funcionario de turno. De esta manera, si bien la renta petrolera global se achica, el beneficio empresarial descontado a una tasa mayor a la tasa de descuento social, aumenta.

En términos de los mecanismos de generación de renta, nuestra hipótesis es que si bien la dotación geológica condiciona su existencia, se da una relación funcional entre el ciclo de la inversión (opuesto al ciclo de la apropiación de la renta petrolera) y el de la producción de hidrocarburos. Ello posibilitará establecer, con cierto rango, una relación en la que conociendo el nivel de inversión se podrá saber el nivel futuro de reservas y producción. Cuanto mejor sea la condición prospectiva del subsuelo, mayor será la producción y con ella la rentabilidad, dada la tecnología disponible.²

Asimismo, el desarrollo de capacidades técnicas y empresariales va a ser clave para el desenvolvimiento de esta industria que normalmente no es considerada como *high tech*, pero que tiene y ha tenido la virtud de generar valiosos encadenamientos productivos a nivel industrial en muchas economías desarrolladas, así como en la de nuestro vecino Brasil con su desarrollo tecnológico de punta en la exploración en aguas profundas, y en nuestro propio país en el desarrollo reciente de nuevos materiales aplicados a los servicios productivos. En este capítulo mucho tiene para aportar el vínculo que se establezca entre las empresas, el Estado y los centros de investigación, reconociendo que las políticas sectoriales en este caso deben ser evaluadas con

² Especialistas como Adelman asumen, contrario a la intuición (dado que el recurso es no renovable), que el stock de reservas está vinculado al nivel de inversión en una forma cuasi determinística.

plazos no menores a los 15 a 20 años, lo cual requiere el fuerte compromiso de pensar estratégicamente.

En los casos en los que la geología no se presenta a priori tan favorable, la inversión requiere la existencia de un esquema impositivo y regulatorio más atractivo que la seduzca. Esta condición opera principalmente sobre la inversión privada, dado que la inversión pública puede no estar orientada por incentivos tan claros de rentabilidad en el corto plazo, aunque presenta otros problemas que se irán exponiendo.

A lo largo del presente documento se vincularán varios de los aspectos teóricos señalados con evidencia del caso argentino que nos convoca. En la Sección I se analizan las características de la industria petrolera asociada al objetivo de maximización de la renta y en función de ésta, a las formas en que se organiza. Para ello se presenta una metodología de cálculo de la renta petrolera y su distribución, al tiempo que se propone un cálculo empírico para la Argentina.

La Sección II avanza en el análisis del modelo organizativo en función de la Geología, la Capacidad Empresaria y el Régimen Contractual y (G; CE y RC), haciendo hincapié en el análisis sobre si la organización actual es la ideal teniendo en cuenta las características geológicas y las capacidades que ha desarrollado la industria, y al mismo tiempo se es posible mejorar el marco regulatorio a partir de una discusión profesional sobre la legislación actual, teniendo en cuenta el camino histórico transitado.

Bajo este marco definiremos el desempeño sectorial de la última década en la Argentina, en la Sección III, para luego presentar algunas conclusiones que más que recomendaciones toman la forma de los grandes interrogantes que consideramos deben plantearse de cara al desarrollo futuro de la industria y su inserción en la estrategia productiva. Esta visión estratégica tiene que ver con la naturaleza del ciclo madurativo de la industria e implica que ciertas decisiones tomadas en el momento actual impactarán en el desempeño del sector recién dentro de varios años y que, en su mayoría, estas decisiones (o la falta de ellas) son de difícil reversibilidad.

II. La organización de la industria

1. Características distintivas

La dotación geológica es probablemente el factor más influyente en cuanto al desempeño de esta industria basada en la explotación de un recurso natural escaso y no renovable. Su explotación comercial requiere la existencia de reservorios bien delimitados y una sustancial erogación de capital, primero para localizarlos, luego para desarrollarlos, convirtiendo así los recursos geológicos en potenciales reservas económicas comerciables, y por último, para extraerlos. Ello implica que existan algunas zonas geográficas en donde la actividad pueda desarrollarse con ciertas ventajas comparativas, pero para ello se requiere la disponibilidad del recurso financiero y del capital humano capacitado para hacerlo.

No es fácil que estos recursos coincidan en tiempo y espacio. Pero aun convergiendo, puede ocurrir que el patrón de desarrollo y abastecimiento energético esté más diversificado, o centrado en otras fuentes, propias o ajenas, ya sea por preservar la región de posibles daños ambientales (a pesar que el desarrollo tecnológico ha ido resolviendo estos problemas en las últimas décadas); políticas de promoción de otras fuentes renovables o con mayor incorporación de *know how* tecnológico (energía atómica); o bien para no afectar sus propias reservas (lo que hace Estados Unidos con su Reserva Estratégica de petróleo).

Tampoco es trivial el hecho que a medida que exista acumulación de capital y conocimiento pueda llegar a verificarse alguna ventaja geológica inicialmente desconocida, con lo que eventualmente, la dotación geológica depende en parte del quantum de inversión, así como de la disponibilidad de capacidades productivas y tecnológicas adquiridas por la acumulación de investigación.

La inversión, particularmente si es privada, va a depender en gran medida de cuán potencialmente grande y cómo vaya a distribuirse, *ex ante*, el resultado de su explotación o renta petrolera, dependiendo fundamentalmente de la política tributaria y las reglas de asignación (o licitación) de áreas productivas. En caso de explotación pública, pueden existir factores estratégicos que disocien las decisiones de inversión de las señales de corto plazo. Si la

disociación es muy grande, pueden terminar generándose grandes ineficiencias productivas en nombre de la “estrategia de largo plazo”, con un costo elevado para la sociedad.

Tanto en la fase de exploración y desarrollo del reservorio como en la de producción, se realizan inversiones cuya amortización se produce a lo largo de varios períodos. Dentro de ésta se distinguen:

- a) La actividad exploratoria, que en términos internacionales constituye aproximadamente un 10% del presupuesto de capital, y que comprende proyectos tales como registros sísmicos, pozos exploratorios y otras técnicas de análisis geológico, etc. En esta etapa, que es cuando se puede descubrir la reserva potencial, se realiza un importante desembolso con resultado incierto. El éxito de ella está asociado a un cierto nivel de probabilidad. Internacionalmente este parámetro es del orden del 20%.
- b) La fase de desarrollo, que corresponde a la delimitación económica del reservorio e implica la perforación de varios pozos (llamados de avanzadas o desarrollo). En esta instancia y no antes, es cuando se produce la declaración económica de la reserva, a pesar que el esfuerzo exploratorio previo originó una significativa inversión y una acumulación de conocimiento geológico que implica una mayor probabilidad de éxito en esta instancia.
- c) Finalmente en la etapa de la producción es cuando se perforan los pozos productores. Normalmente la aceleración en la producción es una función directa del número de pozos perforados cuya vida útil se extiende por varios períodos y su producción va mermando conforme la declinación del yacimiento. A partir de la década del ochenta se inicia mundialmente el proceso de recuperación de petróleo con pozos auxiliares o secundarios que complementan la producción primaria mediante la inyección de agua y sustancias químicas que mejoran el rendimiento de las áreas productivas logrando además, una mejora en las condiciones medioambientales de la explotación. En la Argentina esta tecnología, si bien instalada desde los años ochenta, cobra impulso luego de la desregulación de la industria a comienzos de los años noventa.

En términos de la teoría de cartera de Markowitz y la intuición que ella implica, toda la actividad de esta industria demanda una tasa de retorno mayor al promedio pues la actividad de exploración, que es parte del proceso productivo, tiene asociado un riesgo significativamente más alto (Brealey y Myers, 1993).

Curiosamente, la incorporación de reservas no es sólo un proceso vinculado a la ciencia geológica sino que forma parte de una dinámica económica en la que la valuación de su stock se determina en función de la relación del precio en superficie respecto del costo de extracción, con lo cual, a medida que aumenta el precio o existe un mayor progreso tecnológico (que trae aparejado una caída de costos) crece la disponibilidad de reservas comerciales, que previamente sólo constituían recursos geológicos no comerciables.

Esta reserva es el activo fundamental de las empresas petroleras que cotizan en bolsa, y dado que su dimensión tiene asociada una probabilidad en función de la característica estructural del reservorio, su valorización resulta una materia extremadamente delicada. De hecho no es inusual la redefinición arbitraria de las distintas categorías de reservas, transformando las probables y posibles (de menor valor económico) en efectivamente probadas.³ Por otra parte,

³ De los múltiples casos conocidos el más cercano es el de la firma Royal Dutch Shell que en el año 2004 reconoció una merma significativa debido a prácticas contables especulativas. En el ámbito local Repsol YPF determinó que existía una sobrevaluación de las reservas en Argentina y Bolivia del orden del 20%. Otro caso similar reciente (aunque mucho más pronunciado) ha sido el de PEMEX cuando tuvo

cuando los mercados están regulados y el precio del crudo difiere de su valor económico la valuación de reservas es relativamente ambigua y resulta compleja su comparación a nivel internacional.⁴

Uno de los indicadores clave de la industria es la relación entre el nivel de reservas y el de producción, lo que de alguna manera da cuenta del horizonte disponible del recurso. Claro que esta medida no indica que al cabo de dicho período el recurso se vaya a agotar. Toda vez que la inversión en exploración y desarrollo (ajustada por riesgo) exceda la tasa de extracción existirá una explotación sustentable del recurso.

Una de las características más salientes de esta inversión es su elevado nivel de especificidad. Esto significa que se trata de activos que no pueden desplazarse por más que el operador quisiera hacerlo una vez que ha puesto en marcha el proceso productivo y además, que temporalmente existe un largo período de maduración de la inversión en todo el ciclo productivo, que va desde el descubrimiento y el desarrollo, hasta la propia actividad extractiva.

De este modo los activos se vuelven relativamente cautivos del país (o más específicamente del área) en donde se realiza la explotación petrolera y se convierten en objetivos pasibles de expropiación. Asimismo, esta maduración temporal del proceso productivo puede impactar en la conducta empresaria a medida que se acerca el límite del período de la concesión.⁵

2. La renta petrolera

La renta petrolera es un concepto ricardiano que se aplica a la producción de un recurso natural y se define como el margen del negocio de explotación que viene dado por la diferencia entre los precios finales de la cadena de producción y su costo, lo cual requiere que todos los costos sean considerados. Si se excluyen los costos de exploración tenemos cuasi rentas y no rentas. Alternativamente, podríamos considerar una definición más contable en la cual excluyésemos el costo del capital (o beneficio empresario mínimo), que nos conduce a un concepto más que de renta, de beneficio de explotación, dejando por un instante de lado la consideración del mecanismo de asignación del área productiva. Sin embargo, estos supuestos simplificadores no dejan de generar complejidad en una industria como la petrolera, en la que los costos de exploración son considerables, con lo que la estimación de la renta resulta en un cálculo aproximado (Guadagni, 1992). Por el lado de los ingresos, la renta debe medirse al costo de oportunidad del recurso.

En este sentido es preciso considerar la propia condición del recurso en tanto éste sea un *commodity*, un bien sólo regionalmente comerciable, o en el extremo, un bien no transable. El petróleo corresponde a la primera de estas categorías, en el que el precio final o su valor económico (la divergencia se da en caso que la industria este regulada) viene dado por su

que auditar sus reservas de acuerdo a las normas de la SEC ya que ellas se utilizaron como garantía de colocación de deuda pública.

⁴ La serie de reservas internacionales muestra un aumento considerable de los países de la OPEP a mediados de los años ochenta dado que la cuantía relativa de cada uno de sus miembros se constituyó en la variable clave para determinar sus cuotas de producción. En el caso de Argentina la consultora Gaffney & Cline realizó un sustantivo recorte del valor de reservas al momento de la privatización de YPF.

⁵ La lógica empresaria puede llegar a detener la inversión en exploración y desarrollo en áreas cuyos contratos estén cercanos al vencimiento. Esta conducta llevada al extremo genera un sesgo al agotamiento del yacimiento, lo cual puede derivar en reacciones más severas o más laxas de parte del concedente.

cotización internacional, ajustado por la posición relativa del mercado, tanto hacia los mercados de referencia (por distancia, calidad, etc.) como a la posición comercial local neta (importadora o exportadora). Así resulta que el precio de “frontera” puede venir dado por la paridad de exportación, cuando el país mantiene una posición excedentaria, o por la paridad de importación, en caso de tener déficit de abastecimiento. En todo caso la modalidad de la operación marginal es la que determina el precio frontera.

En el caso del gas natural se trata de un bien comerciable en el ámbito local, con lo cual su valor económico no queda tan sencillamente explicitado.⁶ Los avances tecnológicos tienden a reducir los costos de transporte del gas natural, con lo que la tendencia es a ir conformando precios únicos para el intercambio inter regional abriendo oportunidades de arbitraje a través del gas natural licuado (sigla en inglés, LNG).⁷

La determinación de la renta (en la que se incluye el beneficio del inversionista y el del dueño del recurso geológico) se complementa con el análisis de los costos. Estos dependerán básicamente de las condiciones geológicas y la tecnología de producción, constituyendo variables no observables.

Dejando de lado el ingreso percibido por el propietario del recurso al momento de su licitación (el cual podría asumirse que compensa el gasto exploratorio para identificar el potencial del área), la diferencia entre ingresos a precio de frontera y los costos contables incurridos en el pasado y presente para obtener la producción corriente, constituye la masa de recursos excedentarios (o plusvalía) a distribuir entre los distintos participantes de la actividad: las empresas, como beneficio empresarial o retribución al capital empleado; y los titulares del subsuelo que reciben la renta del subsuelo propiamente dicha en la forma de una regalía.

A su vez el Estado participa indirectamente en el beneficio de explotación grabando a los beneficiarios de la actividad empresarial. Tanto los impuestos a las ganancias como ciertos impuestos no transferibles sobre la industria (ingresos brutos, sellos) terminan generando una apropiación de la “renta petrolera” por parte del Gobierno. A la suma de estos componentes impositivos más las regalías se las identifica como el “*government take*”.

También puede presentarse el caso que en el reparto de la renta petrolera, contablemente definida como lo hemos hecho, participen los consumidores de gas y petróleo, en la medida en que existan precios de transferencia domésticos inferiores a los precios frontera.

La apropiación de parte de la renta petrolera por parte del Estado puede alterar las condiciones “de primer orden”, que son las que hacen máxima la producción (y por tanto la renta) dada la tecnología disponible. Los impuestos ideales son los que no afectan las decisiones óptimas de los inversionistas, claro que en la práctica es difícil instrumentarlos. Es así como las políticas públicas enfrentan el dilema de imponer una elevada alícuota sobre la producción, reduciendo la renta potencial disponible o bien reducir el componente impositivo permitiendo hacer máxima la renta, con lo que el efecto distributivo deberá procurarlo con medidas relativamente neutrales sobre la producción (por ejemplo, impuesto a los beneficios). Este dilema

⁶ En el plano teórico están quienes afirman que el precio del gas en boca de pozo debiera estar asociado al del petróleo y sus derivados, dado que lo que es relevante para su valuación económica es el poder energético que ofrece a los usuarios finales, y quienes aseguran que el precio del gas sólo debe permitir cubrir los costos de producción y desarrollo del recurso más una renta normal

⁷ No obstante los casos más recientes de negociación en transacciones internacionales asociadas al comercio del gas destacan una posición tendiente a la equiparación de precios de sustitutos. Tales han sido los casos de la exportación de Bolivia a la Argentina y a Brasil y el de Rusia hacia Ucrania (desatando un conflicto continental ya que el 80% del gas ruso exportado a Europa pasa por Ucrania) y a Bielorrusia.

plantea sin embargo una visión cortoplacista de la distribución de la renta petrolera. En el largo plazo, una mayor apropiación empresaria podría conducir a un *boom* de inversiones que incremente el valor presente de los ingresos fiscales (tipo efecto Laffer) y en consecuencia alinear ambos objetivos.

RECUADRO 1 UN EJEMPLO

La distorsión que genera una regalía es fácilmente entendible si utilizamos el siguiente ejemplo. Asumamos que el costo marginal de producción va de 6 a 20 dólares por barril y que el precio de venta es de 15 dólares. Esto significa que sólo se producirán las unidades productivas que tengan un costo de hasta 15 dólares. Si se impone una regalía de 3 dólares en cambio se producirá sólo hasta las unidades de 12 dólares, con lo cual el nivel de producción socialmente óptimo cae.

Asumiendo que cada unidad productiva consiste en 100 barriles de petróleo, tendremos que los primeros 100 barriles tendrán un costo de US\$ 600, los segundos de 700, etcétera, hasta que los últimos 100 barriles tienen un costo de 1 500 dólares. En total la venta es de 1 000 barriles; el ingreso total será de 15 000, mientras el costo total de 10 500. El beneficio resultante será de 4500, es decir de 4,5 dólares por barril.

Si se impone la regalía de 3 dólares sólo se producirán 700 barriles (100 unidades de 6 dólares de costo, 100 de 7, etcétera, hasta las últimas 100 a un costo de 12) lo cual generará un ingreso de 8 400 (700 x 12) y un costo de 6 300 dólares, con lo que el beneficio resultante será de 2 100, o de 3 dólares por barril. Esto significa que la regalía, lo mismo que la retención genera una pérdida de eficiencia. En caso que la regalía sea del 20% del valor de venta, el resultado es análogo. En cambio, si se cobra un impuesto a las ganancias el óptimo de producción no se altera.

Artana y Soto (1987) señalan la conveniencia de adoptar un sistema mixto de recaudación de la renta petrolera, en el que el pago de suma fija (o en el caso propuesto, de un alquiler) garantice el máximo esfuerzo productivo de la empresa haciendo mínimo el costo, mientras que la regalía le permita al Estado asociarse en hallazgos o innovaciones tecnológicas extraordinarias.

Este *mix* sugerido de alquiler del área y regalía permite captar la renta petrolera y su incremento, y es superior a los esquemas de regalías diferenciales ya que evita el problema de subexpandir áreas de costos reducidos fomentando aquellas con costos marginales superiores. Al estar indexado el alquiler permite captar la renta incremental producto de un aumento en el precio internacional, el cual también impacta sobre el beneficio incremental de las empresas y su consecuente aporte fiscal.

Los autores recomiendan la discriminación entre yacimientos no por la regalía (*ex ante*) sino por el alquiler anual para evitar distorsionar el incentivo marginal a producir. Aparte el diferencial de regalía implica que el Estado pueda prever el comportamiento del mercado, lo cual es altamente improbable.

3. Cuestiones teórico prácticas vinculadas a la renta petrolera y su distribución

La diferencia de instrumentos para apropiarse de la renta petrolera constituye toda una materia de análisis en sí misma. Del modelo más liberal ha sido partidario por ejemplo la industria británica que ha desarrollado con éxito las reservas del Mar del Norte desde mediados de los años setenta. También lo ha sido el caso de Bolivia a partir de la reforma de la Ley de Hidrocarburos del año 1996 que trajo aparejado un significativo aumento de la inversión y cuyo resultado fue un

crecimiento de las reservas de gas desde los 5.5 tcf en 1992 a 54.9 tcf en 2002. En contraposición a ese notable incremento no se ha visto un aumento en la recaudación impositiva en el país trasandino sino hasta bien avanzado el ciclo productivo generando ansiedades que han terminado socavando al modelo liberal.⁸

La lección que deja el caso boliviano es que en regímenes económicos inequitativos con instituciones poco consolidadas, el ciclo político no tiene tiempo de aguardar la madurez del ciclo de la inversión y el consecuente arribo de los fondos, y el modelo se vuelve insostenible. Este es uno de los factores por el que los modelos contractuales en países inestables están sesgados hacia el esquema de regalías.

Otro factor podría ser el siguiente: Imaginemos un esquema sumamente eficiente por el cual se produzca una licitación competitiva de áreas productivas. Idealmente el esquema utilizaría un modelo de pago en cash al inicio de la licitación. Cualquiera que fuera el pago del ganador, claramente incentivaría al pronto recupero de la inversión, provocando una ganancia de eficiencia. Sin embargo, el pago *up front* no necesariamente habrá sido resguardado al momento de asignarse el área, y muy probablemente los fondos ingresados habrán sido utilizados para financiar desequilibrios corrientes o campañas políticas de quien no va a estar en el poder cuando emerjan nuevas urgencias fiscales y se analicen los aportes corrientes de las empresas petroleras al fisco. El sistema eficiente generó altos ingresos al inicio y muy bajos pagos de regalías. Este esquema sin dudas será insostenible, a pesar que en valor presente pudo haber generado un ingreso mayor a un sistema basado en regalías. Claramente el modelo eficiente es inviable en regímenes no cooperativos. Peor aun, termina generando inconsistencias temporales hacia los inversionistas privados.

Como alternativa podría pensarse que el pago en cash al inicio pueda ser administrado por una institución de ahorro que vaya a financiar el ahorro de los ciudadanos. Esta fue la modalidad que adoptó la privatización de hidrocarburos en Bolivia y sin embargo fracasó. Otros países o regiones como Alaska utilizan parte de las regalías pagadas al Estado para depositarlas en una caja de ahorro público para el beneficio de los pobladores, o bien para pagarle dividendos a los residentes (sobre la base de residencia, ciudadanía y otros factores).

Una forma de hacer más eficiente al esquema de regalías, que claramente corre en desventaja respecto de la imposición sobre ganancias, es aplicando alícuotas variables en función de los costos, lo que implica regular sobre una tasa de retorno esperada.⁹ Pero ocurre que otra de las características del sector es la cuantía de información contable vinculada a los costos, sobre todo aquellos no observables relacionados a los gastos en desarrollo, y que deriva en problemas de asimetría de la información con lo cual, en la práctica, la regalía viene a resolver el problema del principal-agente que involucra al sector petrolero y las finanzas públicas.

Recientemente se ha visto que tanto en los modelos liberales, como en los que vinculan la recaudación a la producción, han modificando las reglas definidas *ex ante* para permitir la socialización de la renta petrolera, al tiempo que se ha venido generando un beneficio extraordinario para las empresas operadoras.

La mayoría de los países petroleros en los que la explotación la realiza el sector privado, han respondido al aumento de los precios internacionales del crudo con una creciente

⁸ Los ingresos fiscales de Bolivia desde la Privatización de YPFB prácticamente se han mantenido entre el 6,5 y el 7,5% del PIB con una regalía del 18%. A partir de 2005 que se modifica la Ley (antes de la nacionalización), incrementando la regalía al 50%, los ingresos fiscales superan el 10% del PIB (CEPAL, 2006). En 2004 el aumento de recursos se da en el marco del régimen liberal anterior.

⁹ Lo que termina generando una mala asignación de recursos, incentivando al sobre equipamiento, lo que en la teoría de la regulación de monopolios naturales se conoce como el efecto Averch Jhonson.

intervención del Estado a través de impuestos, regalías y participación de empresas públicas, buscando compartir el aumento de beneficios recibido por las empresas petroleras.

Entre ellos se destaca el del Reino Unido que aumentó 20% el Impuesto Adicional Corporativo. Con este impuesto adicional, la tasa corporativa estaría trepando al 70%, pero sujeta a que el precio del crudo se posicione por encima de los 40 dólares (United Kingdom Offshore Operators Association, 2006). Este tipo de imposición incremental sobre los beneficios de las compañías también forma parte de las propuestas legislativas que se plantean actualmente en los Estados Unidos.

Al igual que Argentina, Rusia incorporó un impuesto a las exportaciones en 1999 y un impuesto a la extracción de minerales en 2002, con alícuotas incrementales para ambos cada año, vinculadas al precio internacional del petróleo. Algo similar ocurrió en Kazajistán, cuyas alícuotas también aumentaron al ritmo de los precios durante 2004-2005 (Oil & Gas Journal, 2006).

Dentro de América Latina, Colombia es el país que tiene el modelo más liberal (entre el 5% y el 25% de Regalías). Allí el gobierno aplica un esquema de metas sobre los niveles de ingreso de las empresas, apropiándose del 30% del excedente fijado (Harrison Lovegrove y otros, 2006). También Brasil y Perú decidieron aumentar sus impuestos en vistas del incremento del precio internacional del petróleo.

**CUADRO 1
PRECIO CRUDO**

Precio Promedio anual	
Año	barril WTI
1986	14,88
1987	19,17
1988	15,52
1989	18,97
1990	24,47
1991	21,50
1992	19,98
1993	18,31
1994	17,19
1995	18,44
1996	22,29
1997	20,59
1998	14,43
1999	19,26
2000	30,33
2001	25,94
2002	26,12
2003	31,15
2004	41,42
2005	55,81
2006	65,59

Fuente: IEA.

Todas estas medidas observadas se dieron en el contexto de una escalada en los precios mundiales sin precedentes. Hasta este presente se habían observado situaciones de crisis transitorias con picos en la cotización, pero siempre revirtiendo hacia valores promedio muy

inferiores. La crisis de los últimos tres años, en cambio, muestran una situación de cambio permanente, lo cual ha generado un amplio debate sobre la necesidad de acelerar el proceso hacia la sustitución de combustibles, convirtiéndose en el nuevo eje de la política energética internacional.

En el extremo, países como Venezuela y Bolivia han vuelto a nacionalizar sus industrias petroleras, habiendo precedido a esta decisión un fuerte ingreso de inversiones extranjeras privadas, promovidas por el Estado, y confirmando de este modo la tendencia a generar políticas públicas temporalmente inconsistentes. Evidentemente la debilidad de las instituciones está en la raíz de estas inconsistencias.

4. Una aproximación gráfica y cuantitativa

Los componentes para definir la renta petrolera son los ingresos y los costos. En su forma más sencilla la renta es una medida del excedente del productor lo cual es conveniente analizar bajo un esquema de equilibrio parcial a partir de las curvas de oferta y demanda. Para medir los ingresos hace falta considerar la situación competitiva del mercado en cuestión.

Bajo una organización competitiva de la industria y una posición excedentaria de petróleo, el precio de venta neto que percibe el productor es idéntico, ya sea lo exporte o bien lo venda en el mercado doméstico, dado que el cliente doméstico negocia en función del costo de oportunidad del productor competitivo. Este costo de oportunidad es el precio fob neto de regalías y retenciones (en el gráfico P_{nr}). Teóricamente la retención se justifica de acuerdo a argumentos vinculados a la seguridad del suministro local, generando efectos asignativos similares a los de la regalía. Por eso, así como el Estado se apropia del diferencial entre el precio fob y el que percibe el productor que exporta, el consumidor doméstico hace lo propio por la retención efectiva aplicada a las ventas domésticas.

En el caso del gas natural el esquema gana en complejidad a partir el momento en que los consumos marginales se comienzan a satisfacer con gas importado cuyo precio de referencia está atado al precio del fueloil en otros mercados.¹⁰

La metodología que suele utilizarse para medir empíricamente la renta potencial es la de multiplicar las cantidades efectivamente ofertadas por el precio sin distorsión, es decir el precio fob o precio internacional menos flete (y los respectivos ajustes de calidad si correspondiera).¹¹

El gráfico muestra de una forma esquemática el análisis implícito al estimar la renta petrolera luego de aplicar una retención a las exportaciones. Los precios relevantes son el internacional (P_{int}), el fob (P_{fob}), el neto de regalías (P_{nr}); y finalmente, el neto de regalías y retenciones (P_{ret}). De estos sólo representamos los dos últimos, los cuales son transformaciones monótonas de los anteriores.

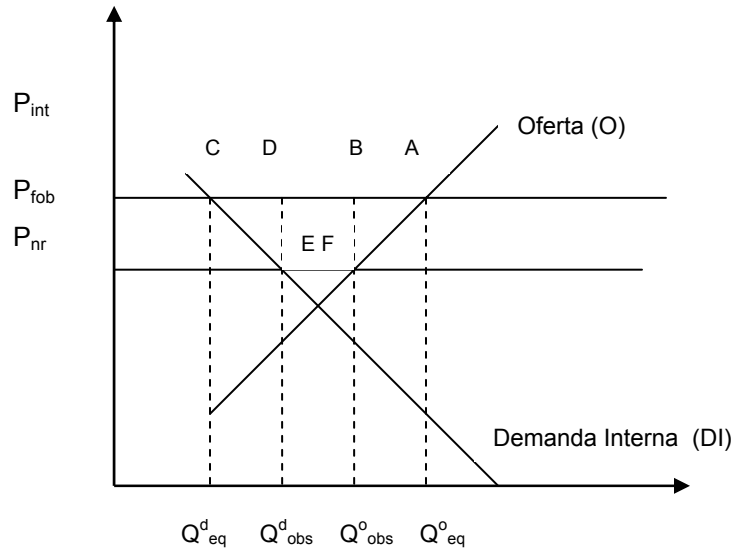
Como lo muestra el Gráfico 1, la Oferta es una función creciente (como lo son los costos marginales de los que se obtiene) y que a su vez enfrenta una demanda infinitamente elástica, dada por los precios internacionales netos que perciben los productores al procurar colocar los excedentes en el mercado competitivo internacional. Dicho valor neto está afectado por todos los

¹⁰ La fórmula del gas importado de Bolivia toma en cuenta el precio del fueloil en San Pablo y considera el valor en boca de pozo mediante el cálculo net back, descontando el costo de transporte del gasoducto que une Santa Cruz con San Pablo.

¹¹ Con esta fórmula se subestima ligeramente la renta que se alcanzaría de producirse en el nivel libre de distorsiones, pero ocurre que este punto de la curva de oferta es un no observable. El problema se corrige aplicando una cierta elasticidad. En nuestro ejercicio empírico obviaremos este ajuste.

costos de transacción para colocar el producto en frontera, incluida la retención efectiva (en el gráfico el Pret). Pero a su vez, la venta doméstica también se realiza al precio Pret, que es la alternativa económica que tienen los productores locales en un mercado relativamente atomizado.

**GRÁFICO 1
EQUILIBRIO DEL MERCADO PETROLERO**



Fuente: elaboración propia.

Es así que la retención tiene por efecto la reducción del valor neto de todas las ventas, tanto internas como externas, generando un incremento en la cantidad consumida internamente, pues el precio neto cae a lo largo de la curva DI (desde el punto C al E).

Este análisis intenta responder a preguntas contrafácticas sobre cantidades demandadas en un escenario de precios distintos a los observados. Los datos de la realidad sólo reflejan las cantidades realmente ofertadas (Q^o_{obs}) y realmente demandadas en el mercado interno (Q^d_{obs}) y el mercado externo (diferencia $Q^o_{obs} - Q^d_{obs}$, o bien el segmento EF).

El escenario contrafáctico es difícilmente reproducible, dado que aunque pudiesen reconstruirse las condiciones de precios internacionales, la característica de agotabilidad de los recursos implica un continuo desplazamiento temporal de la curva de oferta. En otros términos, es poco probable que transcurrido cierto tiempo, el nivel de producción sea únicamente función del precio neto para el productor. En el caso de la demanda es más que evidente que esta función se desplaza bajo la influencia de variables exógenas cuyo efecto es difícilmente separable (fundamentalmente del nivel de ingreso global). Intuitivamente lo que se hace evidente es que ante la imposición de una retención el precio que percibe el productor cae y por tanto la oferta total también cae, mientras la demanda interna aumenta a expensas del nivel de exportación. El efecto es similar al de la aplicación de una regalía, que como vimos en el ejemplo numérico analizado previamente genera un sobre costo a la explotación del recurso.

Como la renta petrolera mide el excedente del productor, la valorización de las ventas a precios económicos subestima el máximo potencial dado que la imposición, además de limitar el precio, altera las condiciones de eficiencia productiva reduciendo la cantidad ofertada. En términos gráficos esta pérdida de eficiencia viene dado por el triángulo BAF.

La función de oferta en el punto de intersección con la demanda (en este caso P_{ret}) indica el costo de producción del yacimiento marginal que entra en operación a los precios dados. Sin dudas un dato difícil de identificar. Esa complejidad suele salvarse asimilando el costo marginal con el costo medio, el cual involucra desembolsos que no están perfectamente calzados con el ciclo económico en el que se perciben los ingresos. En efecto, como hemos descrito previamente la puesta en producción es un proceso intensivo en inversión, primero de riesgo, vinculada al descubrimiento del recurso, y posteriormente a su desarrollo y producción propiamente dicha, incluyendo las facilidades para convertir en comerciable esa producción. A su vez, como la producción de petróleo se da en general en forma conjunta con la de gas, existen costos conjuntos que nos son fáciles de asignar a uno u otro hidrocarburo.

En esta instancia es preciso diferenciar la medida de la renta gasífera de la petrolífera.

Dado que el gas natural es sólo transable regionalmente una forma de asimilar el ingreso económico al caso del petróleo es considerando el valor de exportación como precio fob de referencia. Sin embargo el problema se vuelve más complejo cuando el país pierde su posición exportadora neta o bien cuando se producen simultáneamente importaciones y exportaciones a distinto precio. En nuestro caso de análisis hemos utilizado como precio de referencia el valor del gas exportado que incluye una retención que financia el diferencial entre el precio de importación y el de exportación a partir de 2006.

La imposición de retenciones y sus efectos distributivos puede analizarse con la ayuda del Gráfico 1. En este caso tenemos que la existencia de precios internos subsidiados aumenta el excedente del consumidor.¹² Este excedente se mide como el área por debajo de la curva de demanda (DI) hasta el nuevo nivel de precios efectivamente pagados; es decir el área $DEP_{nr}P_{ret}$.

Gráficamente también puede observarse que la renta que se apropia el Estado por la imposición de la retención corresponde al área BFDE. La oferta cae en la cantidad BA mientras el consumo interno aumenta CD. El efecto de una menor oferta junto a una mayor demanda en el mercado interno genera una caída de las exportaciones, que en el gráfico se reducen del segmento AC al segmento BD.

5. Aproximación a la medición de la renta petrolera y el *government take* en Argentina

Como lo destacamos, el cálculo de la renta petrolera dista de ser un cómputo trivial, justamente porque es una medida que involucra tanto variables no observables como otras variables cuya implicancia en el impacto sobre los costos se produce a lo largo de más de un período contable; mientras la renta, usualmente, es estimada por año calendario. Esto significa que los datos anuales de balance son apenas un *input* en la determinación de la renta petrolera cuya definición es sencillamente formalizada por la ecuación:

$$Renta\ Petrolera\ (RP) = Ingreso\ Económico\ (IE) - Costo\ Económico\ (CE) \quad (1)$$

Los valores utilizados para la Argentina han sido los precios fob de exportación de petróleo y gas por provincia publicados por la Secretaría de Energía.¹³ En los casos que no se registran exportaciones dichos valores se asimilaron de acuerdo a la calidad del crudo de otras provincias exportadoras. En el caso del gas se siguió el mismo procedimiento y en el año 2006 en

¹² En este caso es factible que al utilizar cantidades observadas y precios teóricos, lleguemos a sobrestimar el efecto de los menores precios internos.

¹³ Ver en <http://energia3.mecon.gov.ar/home/> en Información Estadística de Hidrocarburos (Regalías).

que se inicia la importación de Bolivia el precio económico utilizado fue el del gas de exportación más la retención del 45% sobre los 5 dólares por MMBTU que paga Bolivia, es decir 2,25 US\$/MMBTU. Dicho aumento permite financiar a través de las ventas externas el mayor costo económico de las importaciones de Bolivia, ya que a pesar de este ingreso de gas la Argentina mantiene aun una posición exportadora neta.

La segunda variable de análisis en el lado derecho de la ecuación (1) se refiere a los costos. Dado que estos tienen una cierta maduración temporal se precisa realizar un cálculo de valor actual que asegure una cierta rentabilidad objetivo. Ello significa que para diferentes niveles de rentabilidad esperados habrá diferentes valores de costo económico. Alternativamente se puede analizar, *ex post*, el resultado de la inversión y el nivel de producción obtenido para encontrar el costo económico por barril de petróleo equivalente (BOE). En este caso no se distingue entre el costo del gas y del petróleo ya que ambos se producen en forma conjunta, alterándose según la característica geológica el *output mix* obtenido.¹⁴

Las erogaciones se realizan tanto en la búsqueda y el desarrollo de los recursos (*finding* más *development costs*) como en la propia producción (*lifting costs*) y la construcción de las instalaciones requeridas para comercializarla.¹⁵ A su vez, el proceso de acondicionar la producción de hidrocarburos, principalmente gaseosos, para su distribución, permite obtener subproductos que deben *netearse* del costo total de producción.

Según lo hemos descrito, la actividad productiva de esta industria en un determinado período t genera efectos sobre el nivel de producción en ese mismo período y en los períodos subsiguientes. Ello es así porque la inversión en desarrollo de un área de reservas permitirá extraer un flujo continuo de producción anual. Este, naturalmente irá decayendo, dada una cierta tecnología, en función de la tasa de depreciación del yacimiento por el efecto de las reservas consumidas y su consecuente pérdida de presión. Generalmente se estima que sin inversión adicional un yacimiento se va agotando a una tasa que oscila entre el 10 y el 12%, con lo que la relación relevante, a los efectos de decidir el nivel de inversión que permitirá sostener la tasa de producción es:¹⁶

$$ID_t = Q_{t-1} \times 0,89 - Q_t \quad (2)$$

Con $Q_{t-1} \geq Q_t$

Donde $ID = Inversión en Desarrollo$

Pero dado que la inversión en desarrollo tendrá un efecto sobre la futura producción, como consecuencia de este proceso productivo tenemos que la producción en un período t va a depender de la inversión en desarrollar el área que se haya realizado en los períodos $t-9$ a $t-1$, más la propia inversión en desarrollo del período t (que afectará en forma decreciente la producción

¹⁴ Esta relación constituye un parámetro que en la jerga petrolera se denomina GOR (por *gas to oil ratio*).

¹⁵ En general en los grandes proyectos de transporte de gas suelen estar involucradas las propias empresas productoras pues esta participación es la que les asegura la comercialización de la producción y la movilización de sus reservas (esta condición no es en cambio necesaria para la producción de petróleo a menos que se trate de una explotación en áreas inaccesibles como la selva, en cuyo caso el oleoducto es indispensable para hacer que las reservas sean económicas). De este modo suelen generarse obligaciones de compras mínimas que son las que hacen viables el proyecto. En este caso las obras asociadas tienen que ver con la posibilidad de canalizar la producción gasífera en la infraestructura de transporte troncal existente.

¹⁶ El análisis aquí planteado es una adaptación del utilizado en Gadano y Sturzenegger (1998) en su Anexo 1. Idealmente habría que calibrar la tasa de declinación con información estadística que no está disponible.

subsiguiente), más la inversión en las propias actividades de extracción que sólo tienen efecto sobre el nivel de producción del período t .

Es por ello que dado un cierto costo de producción por BOE, el cual puede variar en el tiempo, tenemos que la producción en t viene dada por la ecuación:

$$Qt = ID_{t-9} / CBOE_{t-9} + ID_{t-8} / CBOE_{t-8} + \dots + (ID_t + IP_t) / CBOE_t \quad (3)$$

Donde $CBOE = \text{Costo por BOE}$

$IP = \text{Inversión en Producción}$

En este sentido podemos replantear la ecuación (3) para calibrar el Costo por BOE que utilizaremos para calcular la renta petrolera. En este caso otro de los supuestos simplificadores que se utilizan es el de considerar al costo medio como una aproximación del costo marginal promedio. En efecto, el concepto ricardiano de la renta es un concepto marginalista en el que el ingreso producido por la venta de un bien en un mercado competitivo está dado por el precio de mercado, y el costo económico es el costo marginal de la última unidad llevada al mercado. En nuestro caso estaremos subestimando la renta de los campos más productivos y sobrestimando la de aquellos menos productivos del país. En el agregado asumimos que éste será un error de segundo orden de magnitud.

Sustituyendo en (3) el valor de la producción observada encontramos el Costo por BOE en los años 1999, 2003 y 2006. Evidentemente este análisis requiere disponer de datos de inversión del *upstream* y establecer algunos supuestos acerca de la participación de los costos de desarrollo y de los de producción sobre el total invertido, así como otros supuestos vinculados a la evolución del costo por BOE en el tiempo. Los costos de exploración han sido excluidos del análisis. En parte podríamos justificar esta decisión por tratarse de áreas que se entregaron ya exploradas, y como señalamos más adelante, no se ha agregado demasiado esfuerzo exploratorio.

En el Anexo 1 presentamos la reconstrucción del costo por BOE a partir de la información contable presentada por la firma YPF S.A, que es la única que presenta una serie histórica continua y confiable de la inversión realizada entre los años 1991 y 2006. A partir de la lectura de las Memorias Anuales y de información complementaria hemos establecido ciertos coeficientes que nos han permitido asignar valores al costo promedio por barril de gas y petróleo que a su vez nos permite dimensionar la renta petrolera.¹⁷

Los valores del costo económico por BOE son de 8,8; 8,3 y 11,6 dólares por barril para los años 1999, 2003 y 2006, respectivamente, reflejando una ligera caída en el año 2003 producto de la disminución de los costos locales de producción por el componente en pesos del costo de producción. La suba de costos del año 2006 obedece fundamentalmente al alza de los costos de las materias primas que han acompañado la evolución internacional de todos los *commodities* y particularmente, de la presión de demanda por parte de los productores de hidrocarburos.

La renta petrolera es normalmente presentada en dólares, moneda en la que se determina la mayoría de los costos. Es por ello que una medida de carácter local como una devaluación de la moneda en términos reales, genera una contracción de los salarios en dólares que reduce el costo económico de producción y por ende aumenta, *ceteris paribus*, la renta.

¹⁷ En los cuadros no se distingue el costo del gas del de petróleo. En general en la industria se asume que uno es aproximadamente la mitad del otro.

Posiblemente la ausencia de cálculos para el caso argentino podría estar relacionada a la limitación de información estadística confiable sobre series históricas de inversión.¹⁸ No obstante en el caso del gas natural existe un cálculo de costo económico del gas realizado por la Secretaría de Energía para el año 2003 (Grieco y otros, 2003). El costo que surge de dicho estudio es de 1 dólar por millón de BTU, lo que implica una tasa de rentabilidad promedio país del 13,1%.¹⁹

A continuación detallamos los resultados obtenidos a partir de los supuestos utilizados. Estos cálculos no incluyen los componentes del segmento *downstream* del negocio petrolero.

CUADRO 2
RENTA PETROLERA
(En millones de dólares)

	1999	2003	2006
<i>Precio Internacional (US\$/bl)</i>	19,3	31,2	65,6
Venta			
Petróleo (mil m3)	44 424	40 856	36 421
Gas (millon m3)	34 962	40 102	46 621
Precio medio			
Petróleo (us\$/m3)	102	179	388
Gas (us\$/Mm3)	42	50	87
Ingresos Petroleros			
Petróleo (millón us\$)	4 515	7 313	14 106
Gas (millón us\$)	1 476	2 001	4 072
Costos de Producción			
<i>Costo por BOE (en US\$)</i>	8,8	8,3	11,6
Petróleo + Gas (millón us\$)	4 259	4 086	5 837
Renta Petrolera	1 732	5 228	12 341

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía y balances de YPF S.A.

El Cuadro 2 refleja el efecto del aumento de los precios internacionales sobre los ingresos petroleros (netos de costo de transporte por oleoducto). Esta estrecha relación es producto de la metodología utilizada para determinar el valor económico del recurso. Por el lado de los costos, en cambio, existe una inercia que viene dada por el ciclo de la inversión realizada en períodos anteriores. En este sentido la reducción de costos observada resulta mucho más pronunciada si se

¹⁸ No obstante esta deficiencia R. Kosulj (2005) ensaya un cálculo de renta petrolera en el que utiliza datos puntuales de Gadano (1998), que estarían subestimando el costo aquí utilizado, pero que a mi juicio, aparte, confunde la renta propiamente dicha con su distribución. En el caso del informe preparado por UNCTAD (2005) se ha obviado el subsidio que reciben los consumidores por precios de venta al mercado interno afectados por las retenciones, imputándose dicho importe al beneficio de las empresas.

¹⁹ Hacia fines de 2003 el rendimiento de los bonos *post default*, particularmente el BODEN 12 (el más representativo) era de 13%, con lo cual el rendimiento del negocio de producción de gas, con un precio de un dólar el MMBTU, era equivalente al costo de oportunidad del dinero invertido en Argentina.

tiene en cuenta que en 1999 la producción de petróleo era 1,35 veces la de gas (en m³ equivalentes), mientras que en 2003 esta relación había bajado a 1,08.

Entre 2003 y 2006 hubo un aumento de precios del crudo y del gas natural en el mercado local, producto del movimiento internacional y la recomposición doméstica, respectivamente. En el caso de los costos también ha operado la inercia del proceso productivo. Estos efectos combinados han provocado un notable aumento de la renta petrolera, pasando de 1 732 a 5 228 y 12 341 millones de dólares en los tres años analizados.

En relación a la distribución de esta renta, en notable ascenso, el Cuadro 3 muestra como a partir de la devaluación de la moneda en 2002 y las regulaciones operadas sobre el mercado doméstico de la energía se ha producido una significativa transferencia desde el sector de los hidrocarburos hacia el resto de la economía.

CUADRO 3
DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA

En millones de dólares	1999	2003	2006
Subsidio consumo gas		1 041,4	1 716,5
Subsidio consumo petróleo		740,5	4 237,0
Total subsidio consumo		1 781,9	5 953,5
En %		34,0	48,0
Retención exportación		371,1	899,8
En %		7,0	7,0
Impuesto a las Ganancias	324,8	889,0	1 026,8
En %	18,8	17,0	8,3
Ingresos Brutos + Sellos	129,8	155,5	252,2
Regalías	672,2	855,1	1 400,2
En %		16,0	11,0
Total <i>Government take</i>	1 126,8	2 270,7	3 579,0
En %	65,0	43,0	29,0
Total <i>Corporate take</i>	604,9	1 175,2	2 808,0
En %	35,0	22,0	23,0

Fuente: elaboración propia con datos de balances de las empresas.

A pesar de estas transferencias podemos ver como el sector petrolero se encuentra en un momento de auge que lo ha llevado a sextuplicar su beneficio respecto del año 1999. En términos relativos a la distribución de la renta petrolera, no obstante, la situación actual es menos favorable de lo que fue en 1999 pero muy superior a la observada luego de la devaluación de 2002. Por otra parte, el cuadro refleja que la recolección de impuesto a las ganancias respecto de la renta petrolera es muy inferior a la alícuota del 35% que se aplica sobre la utilidad de las empresas, lo cual revela de alguna manera que existen mecanismos contables que diluyen la presentación de los resultados a los fines impositivos.

Si bien la comparación presentada refleja que un régimen de precios altos en un mercado excedentario le permite al gobierno afectar la distribución de la renta en un juego de suma

positiva en el que resultan ganadores todos los participantes, esta visión es un tanto miope ya que las distorsiones que genera pueden afectar las decisiones de inversión incremental vis a vis otros mercados. En este sentido podría llegar a observarse la presencia de empresas rentables y nuevos agentes entrando al mercado en el cortísimo plazo, pero sin planes de inversión que hagan sustentable el modelo en el largo plazo, afectando por tanto no sólo al sector de los hidrocarburos sino a todo el sector energético y a la economía en su conjunto.

6. Reparto de la renta: el régimen de concesiones versus la gestión pública

En caso que el Estado no posea el monopolio de la producción las formas en que normalmente se organiza la actividad privada es a través de:

- a) Concesiones: otorgadas por un cierto período durante el cual el operador tiene derechos sobre el área, a pesar que el Estado sea su titular
- b) Contratos de servicio: en el que la producción se realiza a cambio de una tarifa (*fee*)
- c) Contratos de riesgo: También negociado a través de una tarifa en función al precio del crudo y el nivel de producción
- d) Contratos de producción compartida: El Estado recibe una parte del crudo extraído. Estos contratos pueden tomar la forma de *joint ventures*.
- e) Contratos de asistencia técnica, con una tarifa negociada

Salvo en la primera de las variantes el resto requiere que exista una empresa o ente estatal que sea receptor de la producción.

Otras características contractuales tienen que ver con la duración de la concesión, las condiciones de exportación y de precios domésticos, los mecanismos de resolución de controversias, etc.

En relación a la asignación de riesgos entre los actores de la industria, ésta viene dada en la relación societaria entre el Estado, titular del recurso, y la empresa que lo explota. De ser ésta pública, obviamente todo el riesgo corre por cuenta del Estado. En caso de una explotación concesionada (que es la forma en que se opera en la casi totalidad de las áreas en Argentina) el riesgo puede distribuirse de varias formas. Si la retribución al dueño (Estado) consiste en una suma fija de dinero, el riesgo es soportado en su totalidad por el contratista. En el caso de impuesto a las ganancias y regalías, ambas partes comparten el riesgo. En el extremo opuesto, los contratos que reconocen a la firma el costo de producción más una rentabilidad sobre el capital invertido, aseguran una ganancia cierta al contratista y por lo tanto el Estado soporta toda la incertidumbre.

Artana y Soto (1987) argumentan que la retribución en efectivo del concesionario hacia el Estado permite diversificar el riesgo a las firmas interesadas, y por tanto es más conveniente desde el punto de vista de la eficiencia y la generación de renta. Además el pago fijo elimina el problema de la asimetría de la información y el conflicto principal-agente. Similares inconvenientes presentan los contratos costo-plus pues incentivan el derroche de recursos que son traspasados al dueño del recurso. Las regalías, a pesar de la distorsión que generan, son más sencillas de controlar pues surgen de los volúmenes producidos y comercializados.

No obstante ya hemos objetado esta visión “eficientista” no desde el punto de vista de la licitación, sino desde la óptica de la inconsistencia temporal que tiende a promover. En efecto, dado el carácter específico de los activos, suele derivar en políticas públicas que resultan

temporalmente inconsistentes: cuando no existe la renta se otorgan concesiones (supuestamente permanentes) al inversor privado mientras que cuando ella aumenta, se revierten dichas ventajas.

Respecto al problema de la asignación de concesiones, los autores señalan que el proceso de adjudicación de áreas es relativamente sencillo cuando se licita por pago efectivo pero se complica en los casos en que se aplica una participación en la producción, pues no necesariamente quien más ofrece opera mejor. Más complejo resulta el caso en que la variable a considerar es el nivel de inversión. En este caso es preciso homogeneizar diversas variables como líneas sísmicas, pozos, etc. Ello facilita el proceso de adjudicación arbitraria.

Nuevamente esta visión puede ser correcta para el caso de concesiones de explotación, pero difícilmente lo sea para las áreas de exploración, sobre todo si se trata de áreas muy marginales en las que prácticamente no se ha hecho ningún relevamiento geológico.

Una visión análoga presenta Guadagni (1992) y Guerchunof (1994). Particularmente Guerchunof, señala que en el caso argentino las licitaciones condujeron a un proceso competitivo de transferencia de activos al momento de la restructuración de la industria, previo a la privatización de YPF, pero que no sucedió lo mismo en los casos en que la negociación se realizó en forma bilateral. Más recientemente Gadano y Sturzenegger (1998) presentan evidencia en la que procuran confirmar esta hipótesis.²⁰

Si bien la licitación competitiva de los años noventa (áreas centrales y áreas marginales) ha resuelto en parte el problema de la eficiencia productiva en Argentina, no está tan claro el efecto que ha tenido sobre la exploración para expandir la frontera de reservas potenciales. Tampoco es claro que acercándose el final de la concesión el inversionista vaya a preocuparse por devolverle al Estado un área en qué condición. La propia naturaleza de la industria, a la vez que promueve comportamientos oportunistas de parte del Estado también provoca cierta negligencia del inversor que tal vez justifique una merma en su esfuerzo productivo cerca de los últimos años del contrato, interrumpiendo la inversión y usufructuando del beneficio de los últimos resabios del ciclo productivo.

7. La empresa pública

La empresa pública viene a plantear un modelo de organización en el que los intereses de empresa y Estado aparecen alineados. Claro que su presencia monopólica genera una ineficiencia asignativa producto de precios desvinculados de su costo económico (generalmente inferiores). Naturalmente, en la medida que no haya disponibilidad de recursos para invertir, lo cual se acentúa en los períodos de precios bajos, no habrá renta para distribuir. No obstante, durante el ciclo alcista la empresa pública también enfrenta restricciones en la determinación de los precios internos, dados los objetivos políticos que vayan a priorizarse (control de la inflación, distribución del ingreso, etc.).

Por lo general la empresa pública sufre de condicionalidad multidireccional en: los regímenes de contratación; las presiones sindicales; restricción de cobro a otros organismos públicos, etc., que la alejan del nivel de producción eficiente y la máxima renta potencial alcanzable.

²⁰ Este trabajo realiza un análisis de rendimientos ex post comparándolo con el rendimiento de un Bono público. Naturalmente este resultado dependió de los precios realmente observados del crudo y los costos de desarrollo utilizados, con lo que si se hubiese dado un ciclo de precios bajos no se habría verificado la hipótesis. Lo verdaderamente relevante, sin embargo, es el modo de licitación y no su resultado ex post, dado el camino aleatorio que puede seguir la variable precio.

Según Montamat (2007) la apropiación de renta de un recurso natural que no se explicita en las utilidades de la empresa petrolera degrada los niveles de inversión y reduce los niveles de exploración y explotación. Contrariamente, el mecanismo de actores explícitos (a partir de la gestión privada) y de participaciones computables de apropiación de renta mejora la optimización de la inversión y de la explotación del recurso (Montamat, 2007). No obstante, esta aseveración ha fallado en relación a la inversión en exploración, según analizaremos con más detalle en la Sección III del documento.

El modelo de empresa pública es difícilmente diferenciable de la noción de burocracia gubernamental, y el conflicto entre principal y agente también aparece en forma exacerbada bajo este modo de organización. Posiblemente la apertura del capital de la empresa pública a los mercados financieros internacionales manteniendo el control sobre las decisiones estratégicas, sea un buen mecanismo para combinar la gestión eficiente y el sesgo hacia los programas de I&D que caracteriza al modelo de gestión pública.

El caso de Petrobrás es en este sentido concluyente: Brasil pasó de 2.2 billones de barriles de reserva en 1985 a 11.8 en 2005 gracias al desarrollo de punta en la exploración en aguas profundas, fruto de un programa de larga data de fortalecimiento en la capacitación de los recursos humanos, el factor de diferenciación más relevante en la industria petrolera. Actualmente Petrobrás es líder mundial indiscutido en esta tecnología.²¹

La experiencia internacional indica que en los países que cuentan con empresas estatales para la provisión de bienes y servicios, sus niveles de eficiencia mejoran sensiblemente cuando existen competidores privados que proveen esos mismos bienes y servicios. En los casos en que su participación es relativamente menor, las funciones que desempeña están asociadas al objetivo de generar competencia y proveer información del mercado.

Si bien la empresa pública puede tener una visión más integradora de la industria, evitando inconsistencias que a nivel microeconómico pueden no generar impacto pero que en el agregado derivan en un desarrollo no sostenible del sector, esta visión integradora a la que llamamos “estratégica” también puede lograrse, y es previsiblemente superior en términos de organización, con la incorporación de una Agencia o ente de planificación y control. Este ente independiente del poder político debe perseguir el objetivo de hacer máxima la eficiencia y la generación de renta petrolera en el marco de un desarrollo ambiental sustentable, pero asegurando consistencia ente las metas de corto plazo y los objetivos estratégicos que irá definiendo. Esta tarea implica el monitorear que las empresas concesionarias no agoten los yacimientos a medida que se vaya acercando el final de la concesión, lo cuál (el agotamiento podría resultar lógico desde el punto de vista económico de un agente que no planea extender su contrato de concesión y tiene diversificados sus activos en todo el mundo, y que además, encuentra ventajas relativas para asignar gastos de capital en regímenes más estables.

En cuanto a la actividad de I&D, mientras la empresa pública encuentra un justificativo en invertir en exploración dada la característica de bien público que esta actividad posee, en el caso de la actividad privada es preciso que el régimen se vuelva más concedente cuando comienza a presentarse el escenario de escasez de reservas. Sin embargo, si la empresa toma decisiones de inversión marginal desde una casa matriz situada fuera del país, su árbol de decisión pierde el “sesgo nacional” e invierte en exploración en función de la conveniencia corporativa, y no de las necesidades de promover la renta petrolera nacional.

²¹ En la línea de las políticas estratégicas es de destacar el impulso que ha promovido Brasil al combustible en base de caña de azúcar (el etanol). Esa estrategia le ha permitido alcanzar el autoabastecimiento y la posibilidad de proyectarse mundialmente como un proveedor de energía alternativa.

El panel de alternativas en la organización es sin dudas bien amplio e incluye diferentes arreglos contractuales entre los sectores público y privado. El caso de privatización y traspaso de la empresa pública a firmas extranjeras, sin conservar un poder de veto (o acción de oro) en las decisiones estratégicas, difícilmente cuente con más observaciones que el del caso argentino, en la historia petrolera contemporánea.

La evidencia actual respecto a la explotación pública o privada es mixta. Según el ranking de las empresas petroleras mundiales publicado por la revista *The Economist* (2006), las primeras trece compañías, medidas por el nivel de reservas, pertenecen a estados nacionales. En algunos casos son las propias compañías estatales (principalmente empresas indias, chinas y japonesas) las que están compitiendo en el terreno de las grandes empresas multinacionales, incluso en sus territorios nacionales (el de las casas matrices), convirtiéndose así en multinacionales de origen público. Por otro lado muchas empresas estatales han abierto la participación al capital privado buscando también asociarse con las privadas en algunas áreas.

Entre los casos más destacables de los distintos modelos exitosos se pueden citar el más extenso de ellos, el régimen de explotación privada de los Estados Unidos entre mediados del siglo XIX y mediados del siglo XX, y los más recientes de Noruega (desde comienzos de los años setenta) y Brasil (desde los años noventa) en cabeza de las empresas públicas Statoil y Petrobrás, respectivamente. El exitoso modelo canadiense también ha logrado una fuerte sinergia entre los sectores público y privado, con un elevado número de participantes y la fuerte presencia de su Agencia Federal de Energía.

En Canadá la explotación se caracteriza por un alto nivel de competencia con casi 2000 empresas productoras, de las cuales 160 representan el 98% de la producción y una Agencia de elevado estándar técnico (*Energy Utility Board*) y absoluta independencia política. En 1976 se creó Petro Canadá, a semejanza de Enarsa con los objetivos de monitorear la industria y participar en la exploración. Su máxima participación de mercado fue del 5% en el *upstream* y 20%. En 1991 se privatiza la compañía y se venden sus acciones en forma escalonada. En 1995 se vende el 50% de las acciones al sector privado. En 2004 se vende el último remanente de acciones (19%) al sector privado.

En la actualidad es difícil encontrar casos en los que no exista, aunque sea mínima, una participación del sector privado en la industria. Los tres países que permanecen completamente cerrados a la inversión privada extranjera son Kuwait, México y Arabia Saudita. Otros como Bolivia y Venezuela están re nacionalizando su industria, mientras que en los casos de Irán, Argelia y Qatar la inversión está limitada a una explotación conjunta con las empresas del Estado. En el caso de Rusia el gobierno ha incrementado el control sobre los grandes campos productivos, manteniendo la mayoría accionaria de las principales empresas (Transneft, Gazprom y Rosneft, IEA, 2006).

8. Los ciclos políticos versus los contratos óptimos

El carácter estratégico que tiene el petróleo y el gas es uno de los motivos que puede condicionar la participación del Estado como administrador de su propio recurso. En particular cuando crece la amenaza sobre la seguridad de la oferta.

El concepto de recurso estratégico sin embargo ha tenido ciclos históricos con picos más marcados en presencia de conflictos internacionales bélicos que amenazan el suministro. En estas circunstancias suelen alzarse las voces a favor de una administración estatal del recurso. Sin embargo, la forma en se organiza la producción en cada país puede estar condicionada no sólo por el factor estratégico sino también por las características geológicas.

El caso paradigmático de explotación completamente privada y atomizada lo constituye el modelo de Estados Unidos. No obstante, a lo largo de su historia, iniciada en la segunda mitad del siglo XIX, han existido largos períodos de intervención gubernamental a fin de regular el precio. Luego de los años treinta se incorpora una masiva oferta proveniente del estado de Texas generando un nuevo ciclo bajista. En ese caso la regulación procuró contener la caída. La organización de la industria se caracterizó por una gran atomización de la producción creando una suerte de explotación extensiva (muchos pozos de baja productividad relativa) que le impuso a esta modalidad su propio nombre: “el modelo Texas”. Un modelo que algunos especialistas piensan pueda llegar a adoptar la Argentina.

También durante los años setenta, luego de las crisis petroleras provocadas por la OPEP, existió un fuerte intervencionismo público para socializar la renta incremental de los productores, hasta entrados los años ochenta, controlando la escalada de precios con la introducción del *windfall profit tax*, una suerte de impuesto variable cuya alícuota evolucionaba con el precio del crudo.

Particularmente notable ha sido a partir de esa crisis, la creación de una Reserva Estratégica Nacional como mecanismo de intervención del mercado. Esta reserva está sostenida por parte de la producción doméstica que no es consumida, al tiempo que el país importa cerca del 30% del total de las importaciones mundiales de crudo. Claramente este manejo doméstico del recurso permite caracterizarlo como estratégico. Así se dirime en cierta forma la polémica acerca de la categorización del petróleo, que sin dejar de ser un *commodity* (dada su naturaleza física como mercancía), conserva su carácter estratégico, al menos para la primera potencia económica mundial, y a pesar de haber sido explotado mayoritariamente en terreno privado.²²

En América Latina, por su parte, han sido característicos los cambios de régimen alentando o desalentando la inversión privada. Actualmente se procura aumentar la participación del Estado y de los grupos nacionales en la renta petrolera, generando a su vez una divisoria de aguas en el tratamiento hacia viejos y nuevos inversionistas.

El resultado en el diseño organizativo cuando no existe una alta credibilidad institucional tiende a provocar modelos pendulares y desincentiva la inversión de riesgo. Algunos analistas afirman que generalmente la posición exportadora neta ofrece oportunidades para nacionalizar empresas privadas y convertirlas así en vehículos de transmisión de renta petrolera que es difícilmente apropiable en un contexto de precios altos (Manzano y Monaldi, 2007). Contrariamente, una empresa pública de un país importador neto en donde se da una evidente mala gestión de los recursos, promueve su privatización o un régimen atractivo para el inversor privado.

9. El problema de fin del contrato de concesión

Actualmente el enfoque del contrato óptimo vuelve a cobrar relevancia, como la tuvo en el momento de la privatización, dado que nos vamos acercando al período de finalización de las concesiones y empiezan a producirse negociaciones a puertas cerradas que pueden impactar negativamente en la transferencia de la renta petrolera desde el Estado hacia las empresas. Por otra parte, es preciso repensar el esquema de incentivos que debiera utilizarse para evitar el sesgo que ha mostrado la industria hacia la sobre explotación de los recursos, lo cual se evidencia en el bajo nivel de incorporación de reservas, producto de la escasa actividad exploratoria.

²² Actualmente más de la mitad de la producción americana es de propiedad estatal, tanto en el territorio de Alaska y el estado de California, como en la plataforma continental marítima.

Los mecanismos para torcer los incentivos contra la subinversión pueden ser de mercado, o bien de gestión. Entre los primeros podría pensarse en anticipar la licitación competitiva por un lapso de entre cinco y ocho años, y que el concesionario que resulte ganador, si es distinto del que tiene la concesión actual, tenga la posibilidad de cogestionar la operación participando de ella con una tarifa (*fee*) de operación. Ello garantizará que el propio inversionista futuro (que se supone ha realizado un pago *up front* por la futura concesión) vigile las buenas prácticas operativas sobre el yacimiento, impidiendo que éste se agote una vez que el concesionario actual finalice su contrato. Este sistema de *joint venture* puede no resultarle cómodo al concesionario actual con lo cual podría esperarse que éste aumente su predisposición a un pago mayor para extender la concesión, lo que termina provocando una mayor socialización de la renta petrolera. En términos contractuales lo que se le ofrece al actual concesionario es una oportunidad de igualar la mejor oferta por el área que va a tener que devolverle al Estado en ese lapso de entre cinco y ocho años.

La solución de gestión demanda un mayor poder de policía sobre la autoridad regulatoria ya que exige que ésta verifique el cumplimiento de un plan de inversión obligatoria que es más difícil de monitorear cuando se trata de áreas en producción (a diferencia de lo que puede ser la exploración de áreas vírgenes). Por otra parte, dado que la agencia tiene un carácter nacional y las áreas pertenecen a las provincias (particularmente a partir de la aprobación de la denominada “ley corta” N° 26 197 de enero de 2007) esto crea un conflicto de intereses que puede no tener una fácil resolución. En principio podría pensarse que los mecanismos de mercado generan mayor transparencia en la industria, aunque en este caso la discrecionalidad vuelve a recaer en el manejo de los fondos de parte del funcionario que realizó la licitación competitiva. Si nos situamos en economías con instituciones débiles deberíamos rechazar el mecanismo de asignación de mercado, o bien, procurar fortalecer las instituciones y las agencias de regulación y control.

Posiblemente el diseño de mejores contratos pueda dar alguna respuesta al problema que se plantea para evitar el agotamiento de áreas que van llegando al final del período de concesión. En el extremo las empresas sólo mantendrán el flujo de inversión si consiguen extraerle al poder concedente condiciones ventajosas. Al mismo tiempo, da la sensación que esa excesiva concesión no va a ser política o socialmente sostenible cuando cambie el funcionario de turno.

En relación a la alineación de objetivos, debería permitirse que el concesionario ganador del nuevo proceso de licitación, en caso de no ser el actual, coparticipe de la explotación del área que ganó, anticipadamente a recibir formalmente su área. De esa manera se garantiza las condiciones en que va a recibirla. El tiempo y la forma de ese contrato de cogestión deberá ser materia de análisis por parte de los especialistas y reguladores.

Respecto a la licitación de nuevas áreas exploratorias en las que la renta petrolera es nula, la opción de licitar un pago *up front* podría resultar apropiada para ciertas áreas con dotaciones geológicas super abundantes, pero éste no es el caso de la Argentina. Para nuestro país, el modelo de licitación en base a unidades de trabajo podría complementarse con el pago de un alquiler proporcional al precio del recurso (similar a la propuesta original de Artana y Soto, 1987) en caso de éxito, dado que el área exploratoria se transformará en un área productiva. En este caso la actividad de control resulta crítica para verificar que se cumplen los compromisos de inversión, o bien se cobran las correspondientes penalidades.

Este mecanismo de licitación de nuevas áreas de exploración difiere de los esquemas de asignación por regalías que se vienen implementando actualmente en las provincias argentinas, generando a nuestro juicio conductas especulativas que difícilmente incentiven la inversión de riesgo.

Lo que tampoco queda del todo claro del análisis previamente expuesto, es que exista un modelo de licitación netamente dominante cuando la estabilidad institucional es relativamente endeble. En el caso de las concesiones de áreas productivas la tendencia al modelo basado en

regalías debería claramente complementarse con un mecanismo de transferencia de renta contingente que no afecte la generación de renta petrolera en la magnitud que lo hacen las retenciones a las exportaciones actuales. Claro que hasta que esa discusión no termine arrojando un instrumento de reparto de renta más calificado (no sólo en términos de eficiencia sino en cuanto a la viabilidad de su recolección), no resulta sencillo eliminar su instrumentación, dada la escalada de precios internacionales actuales.

III. El modelo de análisis basado en la geología, la capacidad empresarial y el marco regulatorio (G, CE, MR)

1. Una visión integrada

La dotación geológica es una condición natural que como en cualquier otro recurso de la naturaleza, cuando se lo explota, genera una renta. El rasgo distintivo de la industria petrolera es que requiere un gran desembolso para monetizar las reservas disponibles en un ciclo que se inicia mucho antes de obtener los primeros ingresos de la actividad comercial. Estas características a las que ya hemos hecho referencia en la Sección I, implican que un inversor, público o privado, asuma ciertos riesgos, significativamente más elevados que el del resto de las actividades económicas, que espera compensar con un retorno mayor.

También hemos señalado que existen restricciones en la empresa pública cuando se desea asignar fondos presupuestarios para actividades productivas que pueden no ser prioritarias para la comunidad, particularmente en países en vías de desarrollo. En este sentido la organización privada de la producción, bajo un modelo de mercado, provee incentivos para llevar al máximo la renta petrolera en el corto y mediano plazo. A pesar de ello, esta forma de gestión encuentra el limitante (al menos en el caso argentino) en internalizar la inversión en I&D, que como destacamos tiene características de bien público (por las externalidades que genera), por lo que tiende a sub explorar. Por lo tanto, amenaza la generación de renta en el largo plazo.

La participación del capital privado depende únicamente de la rentabilidad del proyecto, el cuál está afectado no sólo por la dotación geológica sino por la distribución ex ante de la renta petrolera esperada. Ello hace que en algunos países la modalidad de gestión mixta permita crear puentes entre los objetivos de corto y largo plazo, disciplinando la gestión operativa y asignando recursos orientados al desarrollo productivo de largo plazo, en un contexto que tiene en cuenta, además, la diversificación de la oferta energética.

Las ventajas del mundo globalizado residen fundamentalmente en la difusión de la información y la tendencia a equiparar los rendimientos de los negocios a nivel global. Es por ello que la lógica de un estado con buena dotación geológica sea la de aumentar su participación en la renta petrolera (*government take*) incrementando la imposición. Contrariamente, una peor

condición geológica debiera compensarse con un régimen más benévolo hacia las empresas (*corporate take*). De esta manera, el inversor privado arbitra las condiciones de riesgo y retorno entre sus opciones de inversión y asigna sus fondos de la manera más eficiente posible. Una lógica similar se supone debieran adoptar los Estados que procuren desarrollar la renta petrolera.

Si a una condición geológica pobre le sumamos un régimen fiscal expropiatorio y una débil política de fomento al desarrollo científico-tecnológico sectorial, tendremos como resultado una renta petrolera ausente.

La mayor o menor concesión del Estado hacia la inversión privada suele aparecer como un rasgo general del ciclo político, aunque suelen existir (cíclicamente) condiciones más favorables hacia sectores particulares en un proceso que se conoce como de “selección de ganadores”, por parte de la administración gobernante. Esta ha sido una característica histórica de la política económica Argentina, por ejemplo, en la relación entre el agro y la industria.

Desde la devaluación de 2002 los productores de *commodities* industriales encuentran una elevada rentabilidad en su negocio, dado el bajo costo de la energía y los salarios en dólares, y la mejora de sus precios internacionales. Algo similar ocurre con la producción de petróleo, a pesar de haberse incrementado la suma del *government take* y el subsidio interno que ceden los productores, tal como se mostró en la Sección anterior.

El otro caso paradigmático en términos de los “ganadores” del nuevo modelo es el de la minería, un sector con características estructurales similares a las de la industria petrolera (intensidad del capital, especificidad de los activos, relación riesgo-retorno, generación de renta minera, etc.). Actualmente el país ofrece un marco regulatorio muy concedente que tiene origen en 1993 y que la administración actual no ha modificado, a diferencia de lo que ha hecho con otros sectores, por caso el que nos ocupa.²³

El régimen minero de los “denostados” noventa, ha generado un notable aumento de la inversión y la renta minera. Como lo señala Prado (2005): “después de décadas de haber permanecido prácticamente estancadas, las inversiones destinadas a la exploración se incrementaron de 6 millones de dólares anuales en el período 1975-1992 a un monto de más de 100 millones anuales en el período 1993-2000, cifra que entre 2001 y 2004 se redujo a 80 millones anuales” (Prado, 2005). Desde el punto de vista económico podríamos pensar que el alto rendimiento de la minería de superficie está asociado con una baja declinación de la explotación, dado que la actividad es prácticamente novata (a esta escala) en nuestro país.

En este caso concreto, el cambio de régimen regulatorio ha develado el secreto potencial geológico que guardaba la minería argentina, pasando de ser un país prácticamente inexplorado a ubicarse dentro de los seis países con mayor disponibilidad de recursos mineros del mundo, y después de Chile es el que presenta la mayor tasa de retorno.²⁴ Actualmente la inversión anual de capital e infraestructura es del orden de los 1300 millones de dólares; esto es más del 50% de su facturación anual, significativamente más alta de lo que es esa relación para la industria petrolera.

El régimen legal de este sector, es por analogía, en alguna medida, el norte hacia donde apuntan los deseos de reforma de los empresarios de la industria petrolera. En efecto, este

²³ Ley Nacional N° 24 196. Esta ley otorga una estabilidad fiscal por 30 años a la industria estableciendo además ventajas para la importación de bienes de capital y su régimen de amortización; exenciones al impuesto a las ganancias y otros impuestos (sellos, derechos de importación, etc.); exención de impuestos sobre los Activos; créditos fiscales por la actividad de exploración (devolución de IVA); y una alícuota de regalías de tan solo el 3% sobre el valor en boca de mina.

²⁴ Datos del *Mining Journal* tomados de Prado (2005). Para el caso de los yacimientos de cobre y oro, considerando sólo la tributación, Argentina ocupa el 3° lugar mundial luego de Sudáfrica y Chile.

modelo, concedente en extremo, trasladado al sector petrolero, nos alienta a establecer como hipótesis la existencia de una correlación positiva entre la inversión y la generación de renta.

Si además de concedentes los regímenes legales y las instituciones gozan de estabilidad temporal, el incentivo a invertir a riesgo seguramente aumente. En este sentido cabe destacar que Colombia sancionó recientemente una ley de estabilidad fiscal para el sector muy conveniente para el inversor privado.²⁵ Si bien los resultados aun no han sido exitosos, todavía es prematuro el establecer conclusiones acerca de los efectos de esta ley. No obstante, en el caso colombiano existen algunas amenazas institucionales vinculadas a la presencia de una fuerza paramilitar (vinculada al narcotráfico) que desde hace tiempo desconoce las autoridades democráticas nacionales e infringe daños en la población civil y la infraestructura pública y privada, con lo que el clima de negocios no resulta tan amigable como puede serlo en Argentina, a pesar de la indefinición regulatoria.

En muchos países, y notablemente en Argentina, frecuentemente los cambios de rumbo político generan reacciones pendulares en las que pareciera que el conjunto de reglas preexistentes dejan de tener validez y se imponen modelos antagónicos a los que se venían observando. El giro de timón suele venir acompañado de una completa descalificación de lo actuado precedentemente, aunque pueda ser evidente que algunas medidas hayan sido acertadas, como ocurrió en el sector energético.

Este tipo de conductas que se observaron tanto en la valoración de la gestión estatal de los recursos energéticos, pre privatización, bajo la percepción de los años noventa, como a la de esta última década, desde una visión actual, genera un impacto muy negativo para las expectativas de una industria que debe desenvolverse en períodos más extenso de lo que son los tiempos de las administraciones políticas.²⁶

Nuevamente, la disyuntiva que se plantea no es entre empresa pública y empresa privada, ni entre capitales domésticos o extranjeros, sino en cómo se estructura la industria para lograr maximizar y perpetuar la renta petrolera. Ese es el gran desafío que creemos se debe debatir.

El interrogante que nos planteamos es si la existencia de un ámbito legal estable que favorezca la inversión privada con un Estado planeando y actuando estratégicamente, permitirá desarrollar los recursos del subsuelo para satisfacer las necesidades energéticas domésticas, a partir de una cierta dotación geológica, relativamente poco virtuosa. Básicamente nos preguntamos si el nivel de conocimiento-percepción y los factores económicos que hacen rentables los proyectos petrolíferos pueden transformarse con el aporte de la inversión de riesgo más un conjunto de políticas públicas consistentes de largo plazo; o si más bien se precisa que el país reorienta su estrategia productiva hacia otros recursos energéticos renovables.

Nuestra hipótesis es que las transformaciones no son instantáneas, sino más bien que la acumulación de inversiones exploratorias irá generando un cúmulo de conocimientos o “proceso de aprendizaje” que permitirá identificar con mayor probabilidad los recursos y estructuras geológicas disponibles. Ello básicamente significa que si bien las reservas son agotables, también son sustituibles, y están altamente influenciadas por el ciclo de la inversión. Pero también, dentro de una estrategia de desarrollo energético global, no deben descuidarse los procesos de

²⁵ El nuevo régimen aprobado por la Ley 756 cambió la regalía del 20% fija por otro variable entre el 8% y el 25% para las nuevas explotaciones.

²⁶ Un antecedente a esta pendularidad la encontramos en la historia petrolera argentina, muy marcadamente en el período que va del año 1957 al 1975. En él se fue alternando el apoyo a la actividad privada por parte de Frondizi con la gestión monopólica durante la presidencia de Illia, seguido de una etapa de apoyo a la competencia bajo el régimen de Onganía y un intento por nacionalizar la industria a principios de los setenta.

investigación que procuren ir incorporando de a poco el uso de fuentes alternativas y complementarias a los recursos fósiles, lo cual es parte de una estrategia energética global. En este caso la Argentina también presenta ventajas comparativas de acuerdo a las fuentes disponibles: biocombustibles, hidroenergía, etc.

Casos concretos a los que podemos referirnos en este sentido podrían ser los de Canadá y Brasil. En el primero de ellos la inversión privada y el apoyo de la Agencia estatal (junto a la coyuntura de precios favorables) han sido clave para que Canadá haya desarrollado una de las mayores reservas de petróleo pesado (*oil sands*). En el caso de Petrobrás, la especialización en la producción en aguas profundas (donde es líder mundial indiscutido) junto a un contexto de precios favorables ha recategorizado la condición económica de su dotación geológica y su capacidad productiva. Al mismo tiempo Brasil lidera la investigación y la explotación de biocombustibles.

¿Quién hubiera dicho hace 10 ó 20 años que Brasil sería hoy día una potencia petrolera? A ese período se remonta el proyecto de desarrollo de aguas profundas que decidió el gigante Petrobrás. Tampoco hace 10 años nadie hubiera imaginado que el por entonces “exitoso” modelo argentino fuera a sufrir las vicisitudes actuales, como consecuencia de la elección de otro modelo de desarrollo (¿ausente?) antagónico. Lo que queda claro es que la política energética sólo genera resultados en el largo plazo si se trabaja coherente y persistentemente en una determinada dirección. Mismo si existe una dotación geológica limitada, en cuyo caso deberá adoptarse otra fuente de abastecimiento distinto de los hidrocarburos de origen doméstico.

De acuerdo al interrogante planteado precedentemente, habría que analizar si los países donde convergen la estabilidad institucional y la disponibilidad de capital poseen hidrocarburos. La respuesta, sin embargo, está condicionada por la dotación geológica, que en definitiva es la que determina el potencial que puede tener el modelo energético de desarrollo. Ello no implica que ante ciertos escenarios de precios internacionales, algunas regiones puedan explotar comercialmente sus recursos, pero no lo puedan hacer en otras circunstancias, con lo que el factor “suerte” (o, científicamente, la buena capacidad de anticipación de las tendencias) no deja de tener un cierto peso en esta historia.

Los casos de Canadá, Estados Unidos de América, Australia, Noruega y en menor medida el Reino Unido y Holanda dan testimonio por la afirmativa. Aparte, si consideramos el grupo de las 10 economías más poderosas debemos incluir en este grupo a Rusia y Brasil, a pesar que su calidad institucional no está al nivel de los casos anteriores.

Lo que aparece ciertamente como un patrón de comportamiento en los modelos más exitosos es la actividad que desempeñan las Agencias reguladoras del sector energético, que en los casos que cuentan con recursos fósiles, promueven la difusión de información geológica y la licitación de áreas de exploración y producción en forma competitiva y transparente, incentivando la explotación eficiente y racional de los recursos.

Además de orientar la oferta a partir de señales que reflejan la escasez relativa de sus recursos energéticos, los Estados inteligentes actúan estratégicamente promoviendo políticas de eficiencia energética que generan ahorros para la sociedad en su conjunto. Por otra parte, mientras la eficiencia es promovida por los organismos vinculados a la cartera de energía, el problema de la equidad es abordado a partir de la política tributaria y fiscal, procurando en general, no abusar de la imposición de subsidios cruzados que terminan provocando distorsiones en la oferta de energía.

La existencia de una pequeña compañía del Estado como es el caso de Enarsa, de manejarse con criterios estrictamente económicos, puede contribuir a promover el entorno competitivo y la transparencia, como ha sido el caso de la estatal Petro Canadá, utilizada como

empresa testigo y con participación relativamente baja (5%) en un mercado muy competitivo como el canadiense. Su función fue incentivar la exploración y la competencia. En el caso de Enarsa hasta ahora no queda claro si esas son parte de sus funciones.²⁷ La empresa canadiense fue finalmente vendida al sector privado luego de casi 20 años en el mercado; es decir una unidad de tiempo relevante para considerar el desempeño de una política del sector petrolero, por cierto muy exitosa.

En Argentina hace falta explicitar tanto el modelo geológico y regulatorio, como, fundamentalmente, el modelo de desarrollo que se quiera implementar en el sector petrolero. Esta definición estratégica adquiere especial relevancia en un contexto en el que van apareciendo los cuellos de botella energéticos y a medida que se acerca el fin de las concesiones otorgadas a comienzos de los noventa. De lo contrario, el resultado será que algunas compañías seguirán negociando en forma no competitiva ni transparente la extensión de sus concesiones de áreas más rentables, como sucedió con los contratos de Loma La Lata y Cerro Dragón. Este tipo de acuerdos “a puertas cerradas” no sólo terminan generando una fenomenal transferencia de renta a favor de las empresas y los funcionarios de turno, sino que desincentivan los procesos de licitación competitiva, al quitarle al mercado los activos más atractivos que pueden “arrastrar” entusiasmo e impulso hacia áreas marginales.

2. Geología: antecedentes y datos generales

La actividad exploratoria de la Argentina estuvo centralizada hasta fines de los años ochenta en YPF. También fue importante la tarea exploratoria del sector privado, tanto en los inicios de la actividad como durante los años cincuenta. Hasta ahora se identificaron 24 cuencas sedimentarias (19 en territorio continental y cinco costas afuera), cuya superficie llega casi a 2 millones de km². Sólo cinco de estas cuencas conocidas son productoras de hidrocarburos y ellas ocupan menos del 30% del área total sedimentaria.

En estas cuencas productivas: Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana, Noroeste y Austral, se ha concentrado la actividad exploratoria. Allí se perforaron cerca de 6 000 pozos exploratorios y se lograron más de 2 100 descubrimientos hasta finales de los años noventa.

Un detalle minucioso de los descubrimientos se encuentra en Turic, M y Ferrari, J.C. (1999). En síntesis puede afirmarse sin temor a equivocarse que las grandes incorporaciones se produjeron a partir de exploraciones realizadas por la empresa del Estado.

El proceso de producción si bien da como resultado la obtención de líquidos y gases en forma conjunta varía su *mix* de acuerdo a las características geológicas de cada cuenca, dominando, a grandes rasgos, la producción gasífera en el Noroeste y la cuenca Austral; igualmente repartida en la Neuquina y más sesgada hacia petróleo la de Cuenca San Jorge. En el caso de la más modesta cuenca Cuyana es casi exclusivamente petrolífera.

Tampoco los tipos de crudo son homogéneos. Existen diferentes calidades de acuerdo al contenido de azufre (agrios/dulces, según tengan mayor/menor cantidad de azufre), los grados API o viscosidad (livianos/pesados, según tengan más/menos grados API). Cuanto más liviano es el crudo mayor es la cantidad de subproductos livianos (nafta, gasoil, jet, etc.) que puede obtenerse mediante procesos simples de destilación. Su cotización viene dada por crudos de referencia con ciertas características físico químicas particulares. En el caso de Argentina se utiliza el crudo *West Texas Intermediate* (WTI).

²⁷ En este sentido hubiera sido deseable contar con su valuación de la extensión del contrato de Cerro Dragón realizado entre *Panamerican Energy* y la Provincia de Chubut en el más cerrado hermetismo.

En yacimientos maduros o de características petrofísicas pobres, situaciones muy comunes en la Argentina, los pozos no tienen suficiente presión como para surgir y necesitan que se les suministre energía artificial para que se pueda producir el petróleo. Se instalan así, equipos de extracción artificial, siendo el más popular el balancín (gato o cigüeña) que decora el paisaje de partes de nuestra Patagonia. La no surgencia de la mayoría de los pozos argentinos y su baja productividad, consecuencia también de las circunstancias antes apuntadas son algunos de los factores que encarecen el costo de explotación de los yacimientos.

Otra causa del alto costo de producción en la Argentina es la constante implementación de procesos tendientes a mejorar los bajos porcentajes de recuperación que se obtienen cuando no existe empuje de agua natural al yacimiento. Tal situación es la habitual en la Argentina y por tal motivo se asiste el movimiento de los fluidos en el medio poroso, inyectando agua desde superficie. Tal proceso se conoce con el nombre de recuperación secundaria por inyección de agua. Otro procedimiento es la recuperación terciaria o asistida por medio de polímeros (que es una unión de varias moléculas de un mismo compuesto que forma una cadena) con surfactantes. Esta macromolécula elimina los obstáculos para la efectiva presión del agua sobre el petróleo, como si se tratara de un pistón.

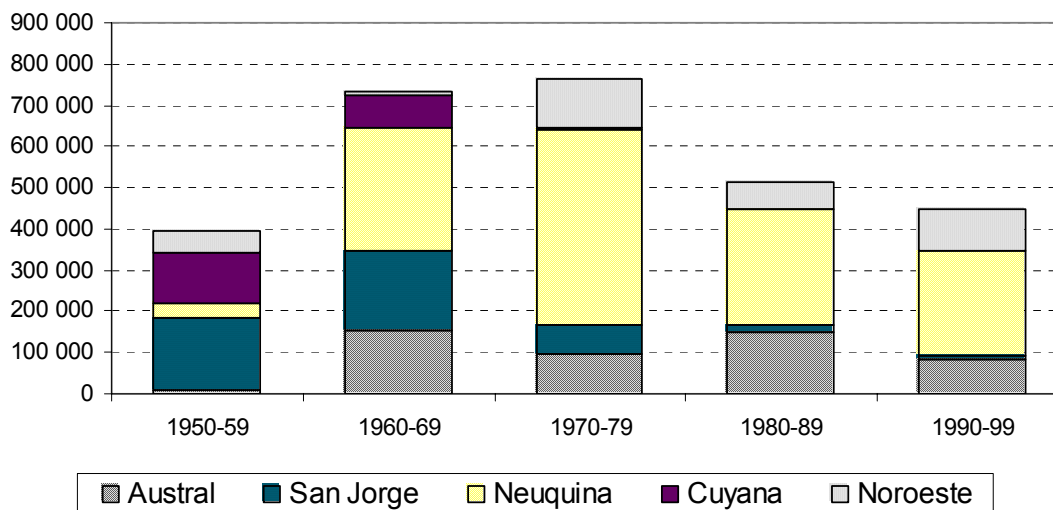
Analizando con más detenimiento la composición de la oferta petrolera tenemos que el crudo excedente que actualmente tiene la Argentina es de tipo pesado, mientras que el parque refinador está mayormente preparado para procesar crudos livianos que se han venido agotando. Esta restricción crea una amenaza para el mantenimiento del esquema de precios subsidiados de los combustibles a partir de la disponibilidad de crudo liviano local. Una situación que provoca grandes ineficiencias en los patrones de producción y consumo “aguas abajo”, pero cuyo análisis forma parte de un estudio exhaustivo del cual no nos ocupamos en el presente documento.

Una forma de analizar el desempeño de la investigación geológica en el país es a través de los datos de incorporación de metros cúbicos de reservas. En este sentido hemos utilizado la información de incorporación de reservas de Schiuma y otros (2004), la cual no podemos convalidar con datos oficiales. En primer lugar por la extensión de la serie de incorporación que data del comienzo de la explotación petrolífera argentina, aunque en este caso se analiza a partir de la década del cincuenta. En segundo lugar, cuando intentamos cotejar estos datos con los de la Secretaría de Energía encontramos grandes discrepancias.²⁸

Como puede verse en el gráfico que sigue, la incorporación de reservas en los años noventa fue inferior respecto de las décadas anteriores, cuando la gestión de los recursos petroleros estaban en manos del sector público y el país era deficitario en el abastecimiento interno.

²⁸ El cálculo implícito de incorporación a partir de los datos de la Secretaría de Energía es: Incorporación (t) = Reservas (t+1) – Reservas (t) + Producción (t). Este dato así calculado difiere significativamente del presentado en el gráfico. Una posibilidad respecto a esta divergencia reside en que los datos de reserva aquí utilizados se refieren a Probadas + Posibles (P1+P2), cuando la S.E. sólo considera P1.

GRÁFICO 2
INCORPORACIÓN DE RESERVAS
(Miles m³)



Fuente: Schiuma y otros (2004), corregido según información de C. Gulisano.

Respecto a los datos de la presente década, la información de la fuente sólo llega hasta el año 2002. Sin embargo, a partir de los datos que se analizan en la Sección III, en los que se relaciona el total de pozos exploradores respecto a todos los pozos perforados, es completamente anticipable que la incorporación de reservas del período 2000-2009 será inferior al de la década de los noventa.²⁹ Por otra parte, extrapolando los datos del período 2000-2002 al resto de la década se confirma esta hipótesis.

También del gráfico precedente se observa que los mayores éxitos exploratorios se dieron en la cuenca Neuquina. Sin embargo la mayoría de los geólogos consultados coinciden en que en estos años no hubo exploración de frontera y sólo se desarrollaron descubrimientos realizados en los años setenta y ochenta.

Según Gulisano (2004), a partir de mediados de los noventa cambia la percepción de los inversores sobre la Argentina que se extiende hasta la actualidad en materia exploratoria. Entre las razones se destaca: 1) Surgimiento de oportunidades en otras áreas: Venezuela, Bolivia, Colombia, Perú y Ecuador; 2) Crisis económica mundial y particularmente local; 3) Visión pesimista en cuanto a resultados y posibilidades exploratorias futuras

La fase previa de optimismo, desde mediados de los años ochenta, a partir del Plan Houston, no tuvo como resultados hallazgos muy importantes, lo cual alentaba la idea de un bajo potencial exploratorio. Es comúnmente aceptado por los especialistas que los resultados exploratorios de las últimas dos décadas han sido muy poco significativos. Muy pocos aceptan que equivocaron los conceptos exploratorios, o que no se aplicaron las herramientas de prospección y análisis adecuadas, o que no se efectuaron las inversiones necesarias para alcanzar mejores resultados.

²⁹ El Cuadro 6 de la Sección III muestra que la relación Pozos Exploratorios / Total de Pozos era del 4,5% en el período 1994-1999, y de tan sólo 2,8% en los años 2000-2006.

La visión que presenta Gulisano es que si bien no se descarta que puedan existir importantes acumulaciones de reservas por descubrir, con el nivel de conocimientos actuales el potencial exploratorio de las cuencas productivas se centra en la posibilidad de descubrir yacimientos pequeños y medianos.³⁰ En cuanto al resto de las cuencas que todavía no registran producción, están en general en un bajo nivel de conocimiento geológico, por lo que se requieren fuertes inversiones para tener una idea acabada de su potencialidad.

En este contexto pareciera que las oportunidades están segmentadas. Por un lado serían las pequeñas y medianas empresas quienes mejor se adaptarían a la escala de la inversión exploratoria, dada la expectativa del potencial de las áreas. Por otra parte aparece un desafío exploratorio de mayor envergadura en las cuencas no tradicionales, particularmente en la plataforma continental *off shore*, compatible con objetivos más ambiciosos de grandes Compañías. Sin embargo, esta situación no se ajusta a la realidad actual, ya que son las grandes empresas quienes están en las áreas productivas, mayoritariamente de baja escala, mientras que ha desaparecido la exploración de frontera en áreas nuevas que podrían deparar grandes sorpresas. Evidentemente este riesgo no es ni ha sido asumido bajo el modelo de gestión privada y Estado ausente que ha caracterizado la organización del sector a partir de mediados de los noventa y aun sigue latente el interrogante sobre la construcción de un buen esquema de incentivos que descansa únicamente en la actividad privada. En ese esquema de incentivos entra a tallar la estructura de impuestos que se vaya a aplicar, en particular en que medida su determinación vaya a constituir un obstáculo para el desarrollo de áreas marginales.

En este sentido parece existir un esquema recomendable dual en el que se distinga la regulación en función de la característica geológica de cada yacimiento. Evidentemente esto implica un costo informativo adicional que sólo podría viabilizarse con una mayor presencia del Estado en la actividad productiva. Ello permitirá que mientras organiza la información geológica y geofísica para constituir una base de datos pueda distinguir el nivel de regalía compatible con el desarrollo productivo del yacimiento. Claro que este tipo de esquema puede terminar fomentando la expansión de la producción marginal en detrimento de la de las áreas con mayor productividad natural.

Una conclusión prematura en este sentido es que el esquema de incentivos a la exploración del modelo de explotación exclusivamente privado, no cuenta con un diseño adecuado para impulsar la actividad de riesgo, o a lo mejor la propia ausencia de un Ente Federal de Hidrocarburos ha sido más dañina de lo considerado. Efectivamente, la experiencia internacional de Agencias regulatorias, incluso en mercados muy competitivos como el norteamericano, para un sector tan demandante de capital de riesgo, apuntan a enfatizar la necesaria intervención de este tipo de institución fiscalizadora.

Otra hipótesis que incorporamos a nuestro análisis es que parte del éxito del período de la desregulación se debió a la gestión de reservas, o en otros términos a la actividad geológica más audaz, realizada por la empresa del Estado en los años setenta y ochenta, y que sólo pudo mantener la YPF privatizada hasta 1995. El posterior estancamiento de la actividad de perforación de pozos exploratorios debiera analizarse en el contexto de una gestión empresarial con foco en el corto plazo, más que en una visión estratégica como la que se le atribuye a Estenssoro, tal vez el máximo responsable de la transformación de YPF y su posterior privatización.

³⁰ Esta visión fue compartida por el Lic. Kokogian, realizada en el mismo Seminario (La Situación de la Exploración en Argentina, diciembre 2003, IAPG) en el que presentó Gulisano sus conclusiones. En su exposición señaló que a igual nivel de probabilidad, los yacimientos a ser descubiertos en la actualidad son aproximadamente 5 veces menores de lo que lo eran tiempo atrás.

En alguna medida la existencia de una empresa nacional con cuadros gerenciales locales y una elevada porción de sus acciones en manos también locales (y el resto atomizadas) permitió en una primera etapa internalizar los riesgos de una actividad que pierde atractivo cuando el horizonte de planificación se limita al de la concesión.

El cambio de conducción al interior de YPF S.A. a partir del año 1997 derivó en un cambio en la estrategia empresaria decidida por sus principales accionistas. Efectivamente, bajo un marco regulatorio y económico todavía estable a nivel nacional, se fue observando cómo el nuevo cuerpo gerencial iba quitando peso a la actividad exploratoria, centrando su atención en ciertos indicadores financieros (ROCE, ROA, etc.) que penalizaban la utilización de capital, variable crítica para la actividad exploratoria, y más acordes a la medición de desempeño para empresas de servicios petroleros, como la que proveyó de nuevos cuadros gerenciales a YPF.

Si bien el predominio de esta nueva elite de ingenieros de reservorio (en su mayoría ex empleados de la firma de servicios Schlumberger) que “coparon el poder”, derivó en una notable e irreversible caída de la exploración, resulta muy difícil interpretar si esa posterior contracción fue exclusivamente motivada por decisiones estratégicas *ad-hoc* o si en ella influyeron las condiciones de contexto, caracterizadas por una crisis económica e institucional que se iría incrementando hasta finales de los años noventa, cuando se producen las mayores transferencias de activos en la industria petrolera argentina. A partir de ese momento nuestra industria queda sujeta a las decisiones que toman las casas matrices, para las que la Argentina representa sólo un destino competitivo con otros proyectos geológicamente más atractivos, dentro de un portafolio de activos internacionales.

3. El ciclo de la inversión y la producción

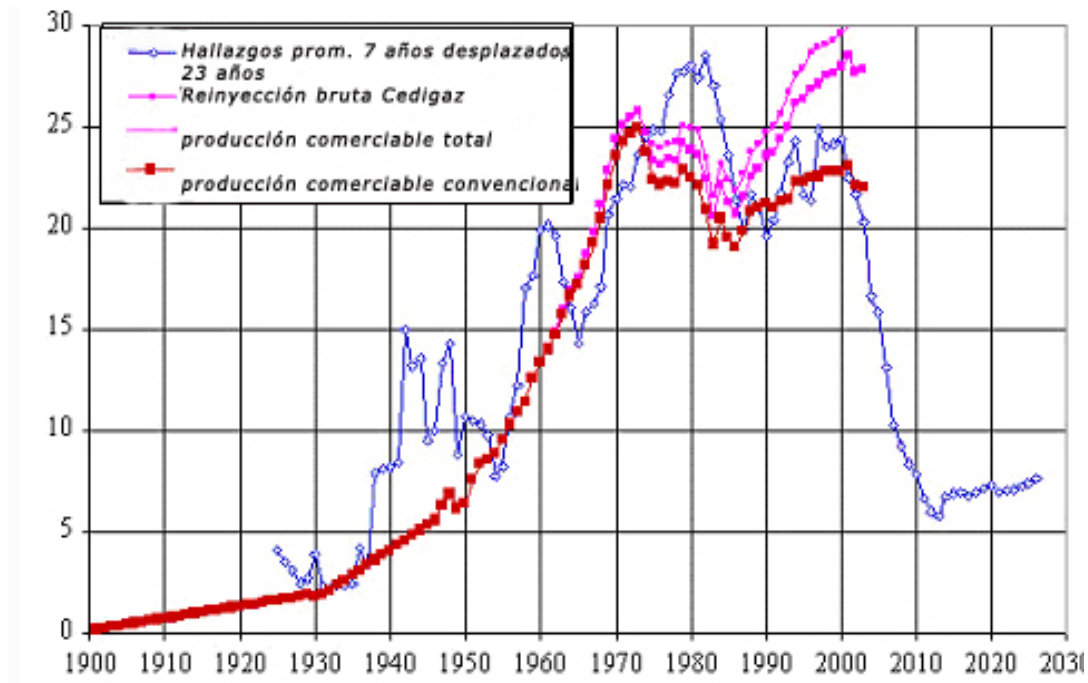
Si bien no se pretende establecer una relación de causalidad, tanto el nivel de producción como el de reservas están significativamente influenciados por la inversión. Efectivamente, existe un componente geológico que puede determinar una mayor o menor productividad del capital, pero también ha podido comprobarse que la acumulación de inversión aumenta la probabilidad de identificar las mejores condiciones geológicas posibles. En alguna medida el enriquecimiento de la información geológica genera una especie de curva de aprendizaje, con lo que la inversión en I&D tiene mucho para aportar al ciclo de producción. Bajo esta perspectiva, de alguna forma u otra podría afirmarse que la geología deja de ser un factor predeterminado.³¹

Esta hipótesis enciende una luz de esperanza sobre la posibilidad que Argentina encuentre reservas productivas si es capaz de generar los incentivos para el arribo de la inversión privada, pues difícilmente un Estado con tantas demandas básicas postergadas (salud, educación, seguridad, etc.) tenga espacio político para asignar partidas presupuestarias a la inversión exploratoria de riesgo, una vez decidido el insólito desprendimiento de la acción de oro sobre la antigua empresa nacional, a fines de los noventa.

Estadísticamente se ha comprobado que el ciclo de la inversión en descubrimientos anticipa al de la producción (Laherrere, 2004). Laherrere muestra cómo los descubrimientos desfasados en el tiempo son un casi perfecto indicador anticipado de la producción. En el siguiente gráfico se presenta el caso del gas natural. En otros trabajos elaborados en base a la estadística de este autor se muestra una relación similar para el petróleo (World Energy Council, 2006).

³¹ Este tipo de análisis está en Adelman (1995).

GRÁFICO 3
EL CICLO DE LA INVERSIÓN Y SU EFECTO EN LA PRODUCCIÓN



Fuente: Laherre, 2004.

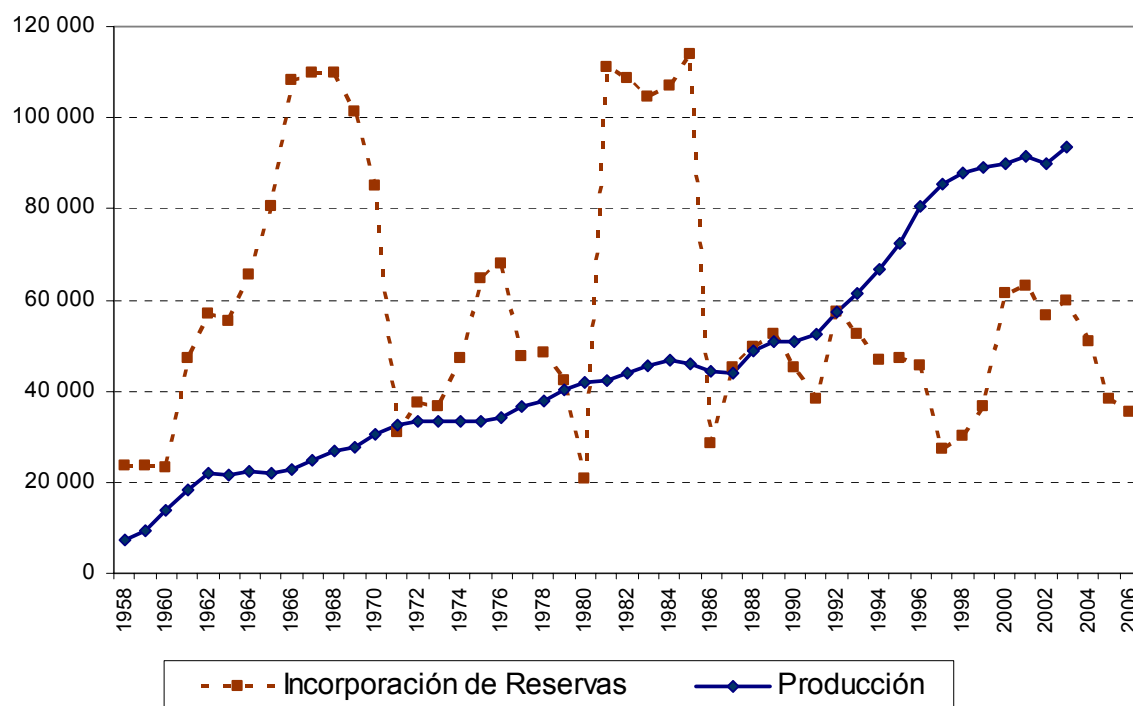
La relación entre el tiempo del descubrimiento y su uso para la producción en el caso del gráfico precedente es de 23 años. Sin embargo, este rezago está relacionado con el modelo de organización de la industria, y cada país enfrenta un *lag* diferente. En el caso de Argentina, el Gráfico 4 utiliza un rezago de diez años. No obstante el hecho que la producción no sea tan competitiva como lo es en Canadá o Estados Unidos no nos permite observar un ajuste similar. Por otra parte, si bien existe información disponible de producción hasta el año 2006, al tratarse de producción agregada de gas y petróleo consideramos que la lógica de la producción guiada por el principio de rentabilidad económica, en el caso del gas natural se interrumpe en Argentina en el año 2002 (Ver Sección III). Es decir que librada de intervención pública posiblemente la producción de gas natural hubiera seguido otra evolución.

En el caso de la incorporación de reservas los datos llegan hasta el año 2002. La fuente utilizada ha sido una recopilación estadística realizada para el V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del año 2002, es decir coincide con los del Gráfico 2.³² Los datos se han suavizado con el promedio móvil de cinco años.

A pesar que el ajuste aquí presentado no tiene la calidad del presentado en el Gráfico 3, se muestra que los niveles de producción que se alcanzaron hasta el 2002 fueron producto de la incorporación de reservas realizados al inicio de la privatización de YPF. La posterior merma en la incorporación de reservas estaría augurando un futuro no muy auspicioso para los próximos cinco años.

³² El Congreso se realizó en Mar del Plata y la información está compilada en el libro Rocas Reservorio por Mario Schiuma y otros. (2004).

GRÁFICO 4
EL CICLO DE LA INVERSIÓN Y LA PRODUCCIÓN EN ARGENTINA
(Miles m3 equiv.)



Fuente: Elaboración propia en base a IAPG y Mario Schiuma y otros (2004).

Toda la evidencia internacional y local conduce a postular la noción que los golpes de suerte en la industria, si bien existen, son una excepción más que una regla. La realidad es más compleja que el puro azar en materia exploratoria. El buen conocimiento del subsuelo demanda un elevado esfuerzo exploratorio y una suerte de proceso de *learning by doing*. En este proceso de aprendizaje e innovación resulta fundamental la función coordinadora y compiladora que debe tener el Estado a través de los organismos de investigación públicos y privados y el aporte de una estructura profesional dedicada al planeamiento energético estratégico de largo plazo.

La idea que subyace este tipo de análisis es que en la medida que se procure obtener resultados en la producción hará falta una inversión que la preceda. Y si bien sabemos que se trata de la explotación de un recurso agotable, el ir acumulando crecientes esfuerzos en I&D aumenta significativamente la chance de “mejorar” la comprensión y el diagnóstico geológico y el resultado exploratorio. Si a ello se suma el requerimiento necesario de capital (financiero y humano) para avanzar hacia la frontera del conocimiento tecnológico, tendremos que la relación entre inversión y desempeño productivo se estrecha.³³

Evidentemente para que la inversión se realice deberá existir un incentivo económico que se traduce en el premio al esfuerzo. Básicamente se trata que existan condiciones estables para que el inversor se apropie de una renta que él mismo debe generar.

³³ El avance tecnológico permite además incrementar la tasa de recuperación de los yacimientos operativos. Actualmente la del petróleo es de sólo el 35% mientras en el gas natural alcanza al 70% de recuperación.

4. La Capacidad Empresarial

En muchas ocasiones se han escuchado argumentos en contra del potencial de desarrollo que tiene la industria petrolera como disparador de procesos de desarrollos encadenados. La mayoría de los países que actualmente conforman la OPEP son parte de ese grupo en los que el ingreso de petrodólares no tienen otro destino que el de engrosar el patrimonio de la elite gobernante o, en el mejor de los casos, adquirir todas las manufacturas que la economía doméstica no produce. Ese proceso que se conoce como “enfermedad holandesa” y que hace que la apreciación de la moneda vuelva anti competitiva la industria nacional, expulsa mano de obra y refuerza la dependencia del ciclo petrolero, tanto para las finanzas públicas como para la actividad económica en su conjunto.

A diferencia de otros autores que le asignan un rol negativo a la dotación de recursos para el desarrollo económico, Wright y Celuzsta (2001) definen al sector petrolero como parte del paradigma del desarrollo mineral asociado a la industria del conocimiento en los Estados Unidos. Ello se ha generado a partir de un estrecho vínculo entre las Agencias gubernamentales, las instituciones académicas y las corporaciones privadas.

Los Estados Unidos fueron pioneros en el descubrimiento de petróleo y líderes en su explotación comercial por más de un siglo. Es el clásico caso de una nación construyendo sus ventajas comparativas a partir de un recurso natural.

A pesar que desde una perspectiva mundial ahora es sabido que Estados Unidos no poseía una dotación privilegiada del recurso petrolero, desplazó su desarrollo industrial del carbón a un recurso en el que se establecieron con claridad vinculaciones industriales. Antes del petróleo el rol de la ciencia aplicada a la industria era prácticamente despreciable.

La innovación tecnológica fue inicialmente aplicada a la extracción de petróleo en terrenos difíciles, sustituyendo la perforación rotatoria por la que se utilizaba con cable para la extracción de agua. Adicionalmente a la utilización de nuevas máquinas, la aplicación de geología petrolera fue crítica. En ese sentido a comienzos del siglo XX se comienzan a diseñar los mapas de contorno, demostrando que la presencia de anticlinales era muy favorable a la localización de reservorios. Es así que la inversión en el diseño de conocimiento geológico (en este caso a través de mapas estructurales) explica el dominio de la industria petrolera americana hasta 1960.

Posiblemente la conclusión a la que arriban Wright y Celuzsta difiera si el caso de análisis fuese Venezuela u otro país donde el fenómeno de “enfermedad holandesa” describe más apropiadamente la respuesta de la economía al crecimiento de la actividad petrolera. Los autores señalan como contraejemplo de ese efecto el caso de California en donde el tamaño del sector manufacturero se cuadruplicó a partir de comienzos del siglo XX en que se produce el crecimiento del sector petrolero californiano. Este estado se convirtió en la primera economía mundial impulsada a petróleo en reemplazo del carbón.³⁴

Esta tendencia se profundiza con el desarrollo de la petroquímica en la década del veinte, con lo que hubo una sustitución de la producción manufacturera tradicional a la de tecnologías con base científica. Previo a 1920 existía poco contacto entre la industria petrolera y la química, particularmente la orgánica, en donde se produjeron los grandes avances en el trabajo conjunto entre el MIT y el laboratorio de la *Standard Oil de New Jersey*, en Louisiana. El desarrollo de la

³⁴ El ferrocarril Southern Pacific se reconvirtió completamente en 1900, lo mismo que las centrales eléctricas y las refinerías de azúcar. Las universidades de Berkley y Standford también dieron su aporte en la formación de geólogos de renombre.

petroquímica es un claro ejemplo del desarrollo de la nueva tecnología construida a partir de la dotación de recursos naturales.

Yendo a la actualidad, el modelo de Noruega se asemeja al de California. La diferencia reside en que su organización estaba basada en la creación de la empresa estatal Statoil en 1973. En los años sesenta Noruega era un país remoto y poco desarrollado. Con la transferencia de tecnología y la capacitación de sus ingenieros, se puede hablar actualmente del modelo petrolero noruego cuya industria se especializó en la construcción de plataformas de aguas profundas, que luego de un desarrollo inicial comenzaron a ser exportadas. En relación al desarrollo del conocimiento el modelo noruego hizo importantes aportes sobre geología exploratoria, lo cual posicionó muy competitivamente a sus recursos humanos.

Citando al trabajo de Karl (1997), Wright y Celuzsta (2001) muestran en el caso de Venezuela la cara opuesta al modelo de desarrollo basado en la aplicación del conocimiento científico a la industria.

La rica Venezuela, luego del buen desempeño entre los años 1920 y 1970 ha tenido un crecimiento económico negativo por más de 20 años. Sin embargo una explicación alternativa tiene que ver con la crisis de la deuda que afectó a los países del tercer mundo y la intervención política sobre el manejo independiente de PDVSA. Algo similar ocurrió en México con el presupuesto de inversión en la década del ochenta en que se decidió recortar los gastos en investigación y desarrollo

Los distintos modelos de gestión pueden llevar al interrogante acerca de cual es el modelo que encuentra mayor potencial para el desarrollo de las capacidades tecno productivas. Una tendencia es pensar que dada la característica de bien público que tiene la I&D, es la empresa pública la más proclive a articular un modelo de desarrollo de largo plazo. Sin embargo aquí también encontramos algunos de los limitantes que ya hemos mencionado: a) presión política del gobierno de turno por una necesidad fiscal que implique no disponer de presupuesto de inversión; b) presión por mantener subsidios que afecten los resultados y la disponibilidad de caja para mantener la inversión; c) presión de los sindicatos que limiten los grados de libertad gerencial o la propia asignación de presupuesto; etc.

Bajo la gestión privada los objetivos de largo plazo pueden verse afectados por: a) baja calidad gerencial, tanto por la falta de *know how* (particularmente cuando se da el *take over* de una empresa que sólo conoce una rama del negocio pero no la otra, por ejemplo si la compradora está orientada al *downstream* y compra activos de reserva) como por una estructura burocrática poco dinámica (lo que también puede darse en el caso que la empresa compradora sea una organización pública o ex empresa pública en su país de origen); b) fuerte presión de algún grupo de accionistas sobre las decisiones del Directorio de la sociedad que puedan desincentivar la inversión de riesgo priorizando los resultados contables de corto plazo; etc.

En Argentina, pensar que la industria petrolera puede ser una industria *high tech* parece una utopía. Sin embargo en los últimos años se han desarrollado singulares capacidades tecno productivas, en un proceso en el que han interactuado las empresas con las instituciones de la sociedad civil y el Estado, provocando innovaciones autónomas. Por otra parte, como señala Navajas (2006a), si analizamos la composición de las exportaciones y la estructura productiva actual respecto a 30 años atrás, tenemos más energía, más minería y más manufacturas de origen agropecuario, más exportaciones de origen industrial asociadas a procesos de consumo intensivo de energía y más servicios financieros y reales. Los sectores energo intensivos como la siderurgia, la química y petroquímica han pasado a representar la base de los indicadores industriales.

5. El rol del Estado

Así como la apropiación de la renta petrolera constituye uno de los elementos que podría llegar a justificar la participación del Estado en la actividad productiva, la I&D tanto en el campo de la geología como en el de las nuevas tecnologías tiene una característica de bien público que también propicia alguna forma de intervención del Estado y la comunidad científica en la organización de la industria. En este último caso el objetivo es procurar extender la frontera exploratoria alargando la renta petrolera en el tiempo, o en otros términos, generando una “explotación racional” del recurso, lo cual contempla además, la adecuada conservación del medio ambiente.³⁵

Kosacoff (1999) plantea que la externalidad positiva y el carácter de bien público de los procesos de aprendizaje involucra un replanteo de las políticas públicas en doble sentido, de asignarle mayor prioridad y de mejorar la calidad de los gastos actuales. Asimismo, los esfuerzos privados deben considerar el alto retorno de estas inversiones en su estrategia de posicionamiento competitivo.

Según Kosacoff hay cuatro elementos claves para el desarrollo de esas capacidades: 1) la existencia de un ciclo evolutivo; 2) Disponibilidad de personal de alta calificación, que constituye el factor de diferenciación más relevante; 3) Capacidad de desarrollar esquemas de financiamiento para los negocios identificados; 4) Posibilidad de desarrollar modelos organizativos empresariales con capacidad para acumular los acervos tecnológicos desarrollados en el tiempo, superar sus dificultades y conformar una estructura emprendedora *aggiornada* a las nuevas condiciones de competencia internacional y con capacidad de actuar estratégicamente.

También señala que la disponibilidad, capacidad y calidad del personal calificado, desde el área de *management* a los niveles profesionales y técnicos es un factor de competencia esencial para fortalecer el proceso de desarrollo de capacidades. Para ello deben implementarse acciones coordinadas entre las empresas, las instituciones públicas y privadas involucradas.

Si bien la tecnología de producción de los hidrocarburos se caracteriza por un bajo nivel de participación del trabajo calificado en la etapa operativa, existe un elevado requerimiento de calificación en las instancias de la exploración y desarrollo, así como en la de la investigación aplicada al mejoramiento de la tecnología de producción. Justamente la dotación de este capital humano calificado es uno de los elementos distintivos de los modelos de organización y es actualmente uno de los cuellos de botella que tiene la industria tanto a nivel internacional como en el mercado local. Por otra parte, dada la globalización de la industria y de la economía en general, la demanda laboral que enfrentan los profesionales de esta industria formados localmente, es el mercado internacional, lo cual restringe aun más la oferta doméstica.

En nuestro planteo, el desarrollo de estas habilidades profesionales es uno de los elementos claves para mejorar el desempeño de la industria local y forma parte de la inversión requerida para anticipar el ciclo de la producción. También en esta instancia es menester establecer contratos eficientes que vinculen empresas, universidades y recursos humanos con elevado potencial, que encuentren planes de carrera atractivos en el ámbito local. Este objetivo también debe ser válido para las posiciones dentro del sector público, en la esfera de la planificación energética.

³⁵ La relación con el medio ambiente es uno de los aspectos delicados de esta industria. Justamente la política impositiva y las regulaciones ambientales tienden en parte a mitigar estos efectos adversos. En general este tipo de impuestos ambientales se aplican a los derivados del petróleo.

La misión coordinadora que se enmarca dentro del planeamiento estratégico es a nuestro juicio una tarea indelegable por parte del Estado. La ventaja de esta unidad centralizada es que puede enmarcar el desarrollo del sector petrolero dentro del conjunto de los objetivos del sector energético. Otra de las misiones de lo que sería una Agencia Petrolera, es la de asesorar tanto a la Nación como a las provincias en la convocatoria a la licitación de nuevas concesiones o sus posibles extensiones contractuales, evitando así que se generen situaciones de negociación arbitrarias y poco transparentes como las que hemos mencionado previamente.

6. Los desarrollos locales

A lo largo de su historia YPF mantuvo la calidad de un *staff* de investigadores y geólogos de primera línea. Eso le permitió constituirse en una empresa líder en términos de sus recursos humanos. Una de las hipótesis que hemos descrito al analizar las características geológicas es el hecho que las incorporaciones de reservas de los años noventa se derivaron generalmente de hallazgos realizados en el período de la gestión pública de los recursos, y particularmente gracias a la audacia de los geólogos de la antigua empresa del Estado.

A su vez, durante el período en el que se consolidaron los grupos locales de empresas contratistas, desde mediados de los años setenta, la fórmula de aprovisionamiento de los recursos humanos era sencilla: recurrir a la contratación de técnicos y científicos formados bajo la tutela de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

Con la privatización de la empresa, al comienzo, esa política de formación no sólo se mantuvo sino que se trató de convocar nuevos jóvenes talentos. Así fue como se conformó el Centro de Tecnología aplicada, en La Plata, con investigadores de YPF, el Instituto Balseiro y diferentes universidades. También se ofrecieron becas compartidas con el Conicet para doctorados y posdoctorados. En total era un centenar de personas que trabajaban tanto para exploración y producción como para refinación y petroquímica.

Luego de gestarse YPF S.A. el fuerte componente nacional asimilaba a la Compañía a una empresa del Estado pero con un gerenciamiento moderno e independiente. Ello permitió la existencia de un horizonte de planeamiento que internalizara los riesgos exploratorios, con lo cual la exploración volvió a registrar valores máximos en los años 1994 y 1995, y simultáneamente, una administración orientada a resultados. Este modelo podría asimilarse al funcionamiento de la empresa Petrobrás, que a diferencia de YPF S.A. conservó el 51% de las acciones y un fuerte poder de veto de las decisiones estratégicas por parte del Estado.

Con la compra de Maxus en EE.UU. YPF S.A. buscaba, supuestamente, incorporar personal técnico altamente especializado de la firma adquirida, lo que facilitaba disponer de recursos humanos indispensables para una firma petrolera de nivel mundial y que resultaban muy difíciles de formar en el ámbito local, convirtiéndose de esa forma en la incorporación de un activo estratégico. Otra estrategia de la firma privatizada fue la de incorporar una elite de investigadores, que se mantuvieran dinámicos, generando transferencias desde la frontera del conocimiento.

En materia de conocimiento geológico podría decirse que los años noventa generaron una significativa transformación aplicando el desarrollo de nuevos conocimientos y nuevas técnicas al proceso de búsqueda y producción. En efecto, la aplicación de una nueva tecnología permitió incrementar la recuperación de hidrocarburos mediante la perforación horizontal. Asimismo, el uso de la sísmica 3D (tridimensional) y de *software* de modelado de cuencas utilizando simulación numérica permitió tener una visión dinámica de los reservorios.

Como se señala en Mendiberri y Carbone (2004), “todo este andamiaje tecnológico, sumado a los nuevos criterios de evaluación de riesgo y a las herramientas de perfilaje de alta resolución, ha convertido a la caracterización de reservorios en una tarea multidisciplinaria. Se destaca también la importancia de otros avances tecnológicos en perforación, estimulación, técnicas de recuperación mejorada, que permiten encarar nuevos desafíos en una actividad económica compleja. Un ejemplo de esto lo constituye la prospección de horizontes profundos descubiertos recientemente”.

Muchas de estas nuevas técnicas modernas de exploración y producción han sido desarrolladas con científicos y tecnólogos argentinos en años recientes, y son parte de las capacidades empresariales desarrolladas en los últimos 20 años en el país. En este sentido rescatamos uno de los conceptos que los propios geólogos enfatizan: “el enfoque multidisciplinario y las nuevas tecnología son la clave para tener un acabado conocimiento de todos los aspectos de la Geología de los Hidrocarburos. Sin embargo, el peso de la tecnología no reemplaza al pensamiento geológico que es el que, en definitiva, integra todo este cúmulo de información” (Mendiberri y Carbone en Schiuma, 2004).

RECUADRO 2

EL MODELO DE DESARROLLO DE LA FIRMA PRIDE-SAN ANTONIO, Y EL DE INVAP INGENIERÍA

En el año 2001 la empresa de servicios Pride (la segunda compañía de perforación del mundo) compra San Antonio (una pequeña empresa local de servicios), sus directivos deciden organizar un centro de Investigación y Desarrollo en Houston para llevar a San Antonio a competir en la primera línea de la tecnología internacional. En lugar de instalarse en Houston, con un grupo de científicos locales y en alianza con Invap, el Conicet y universidades nacionales, se monta un Polo Tecnológico en Neuquén, en el que también participan firmas como MR Technologies y Softlab.

De un presupuesto inicial de 3 millones de dólares en 2001 se aprueba otra partida similar al año siguiente y comienzan a fabricarse equipos pesados para la industria que antes se importaban de Estados Unidos o Canadá, cinco patentes internacionales, la construcción de una planta de mezclado y síntesis de productos químicos (para mil toneladas mensuales), con diseño de Invap y emisión cero. Pero lo más importante es, sin duda, una herramienta para la perforación y evaluación de pozos petrolíferos, que permite determinar si hay petróleo, gas o agua a medida que se está perforando.

Entre otras características, esta herramienta soporta una temperatura máxima de hasta 150 grados centígrados y 100 veces la fuerza de la gravedad; permite diferenciar petróleo, gas o agua salada por inducción de corriente en la pared de la perforación; indica la posición y el rumbo con precisión satelital mientras perfora; determina presión, temperatura y permeabilidad, y envía los datos ya procesados al exterior, lo que permite conocer la situación en tiempo real.

El dispositivo, una estructura complejísima que ensamblada en un cilindro de acero, cromo y titanio bruñido alcanza los 16 metros de longitud, incorpora diversas optimizaciones, como software satelital para determinar el rumbo y la posición, capacidades de medición de vibración en todos los ejes, distingue fluidos y gas por inducción de corriente en la pared de la perforación, y determina presión, temperatura y permeabilidad, y envía los datos procesados en tiempo real.

Invap Ingeniería es otro de los grupos que ha logrado grandes desarrollos tecnológicos trabajando en la industria de la energía atómica. Recientemente ha colocado reactores atómicos en Australia. Tiene la calidad de las mejores firmas de tecnología de los Estados Unidos y una creatividad tal vez superior, porque sus estructuras corporativas pesan menos. Pero el precio de la hora de ingeniería argentina es mucho menor que el estadounidense, generando una notable sinergia para la exploración del subsuelo.

Del choque de culturas técnicas están saliendo hijos robustos: "motores de fondo de pozo" de alta resistencia de decenas de miles de dólares la pieza, "barros para pozo" de composición secreta que se exportan a todo el mundo, nuevos materiales que parecen una solución en busca de problemas (como el cemento que flota en agua) y equipos pesados que exceden el millón de dólares la unidad, como los inyectoros de barros o de ácidos. Pero los desarrollos argentinos no terminan aquí: los científicos y

tecnólogos locales han diseñado también un equipo helitransportable que se utiliza para cementar los pozos en cuestión y que en lugar de estar realizado en un solo y muy pesado módulo de acero fue construido por los ingenieros espaciales de Invap en aluminio aeronáutico o duraluminio, un material utilizado hasta ahora únicamente en la industria aeroespacial.

7. El Régimen contractual

El esquema regulatorio del sector petrolero argentino ha ido sufriendo modificaciones que fueron acompañando el rumbo de las políticas públicas según los vaivenes ideológicos de los sucesivos gobiernos. Estos cambios han sido producto tanto de las convicciones de tipo político ideológicas, referido al carácter estratégico del recurso, como del necesario pragmatismo que fue afectando a la política energética derivada de las diversas crisis de abastecimiento.

Los dos grandes *boom* de la industria petrolera argentina se producen a partir de Decretos del Poder Ejecutivo. La Ley de Hidrocarburos que rige a la actividad es un Decreto Ley del gobierno de facto de Onganía.³⁶ Vaya si la evidencia es contundente respecto a la viabilidad de tratamiento parlamentario racional de una materia tan sensible como la petrolera. ¿Es que la Argentina sigue estando inmadura para propiciar un debate exhaustivo, a través de los representantes de la Nación, en materia petrolera?

Difícilmente podamos contar con un marco de estabilidad legal si no podemos acordar democráticamente el modelo de desarrollo energético que pretendemos.

El conjunto de Decretos Desreguladores del año 1989 no reemplazan a la Ley 17.319 o Ley de Hidrocarburos, de 1967, de neto corte liberal (aunque con claras restricciones ante circunstancias extraordinarias), sino que la complementan. En este sentido es notable el hecho que si bien el sector privado participaba ampliamente en la industria como contratista de YPF sólo pasa a disponer libremente del crudo, de acuerdo lo dispuesto en la ley de 1967, al producirse el traspaso de áreas de los años noventa.³⁷

Mientras que en el sector petrolero el Decreto 1055/89 aseguraba la libre disponibilidad del crudo y derivados, en el sector del gas natural la Ley 24.075 ordenaba la organización del sector aguas abajo (el *upstream* está también ceñido a la Ley de Hidrocarburos).

Partiendo de un mercado de gas mayorista caracterizado por la presencia de un actor dominante (YPF), tras la desregulación, el precio se determinaba en forma libre y única, aunque los compradores de grandes volúmenes podían obtener una ventaja comercial en la negociación bilateral.³⁸ Los márgenes de distribución y transporte, regulados, dada la condición de monopolio natural de estos servicios, se ajustaban dos veces por año, de acuerdo a la inflación estadounidense. Además, cada cinco años se debía proceder a una revisión global de la tarifa

³⁶ Una síntesis de los hechos históricos de la industria previo al período de las reformas de los años noventa está en Givogri y Novara (1987). Para el segundo *boom* regulatorio, ver Sección I, punto 6.

³⁷ El artículo 6° de la Ley señala: “los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo Nacional sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos”. Además señala la posibilidad de que el precio doméstico se disocie del internacional cuando se produzcan incrementos externos significativos, y en cambio se rija por los costos de producción doméstico.

³⁸ Según el artículo 13 de la Ley de Gas Natural, los grandes usuarios tienen la opción de realizar el denominado *by pass* comercial sobre los distribuidores. La Resolución 1748/2000 bajó el límite de esa transacción a los 5000 m³/día.

basada en un análisis exhaustivo de costos, según indicadores de eficiencia y nuevos compromisos de inversión.³⁹

Los precios de gas en boca de pozo estaban fijados en dólares, en el marco del régimen de convertibilidad, por decisiones contractuales acordadas entre privados, y que contenían cláusulas de rescisión ante un escenario de devaluación, mientras que las tarifas se fijaban directamente en dólares y se las convertía a pesos multiplicando por el tipo de cambio de mercado.

8. El modelo de transición

La Ley de Emergencia del 6 de enero de 2002 puso en relieve la crisis económica desatada a partir de diciembre de 2001, aunque originada largo tiempo atrás. El proceso devaluatorio que comenzó con la salida de la convertibilidad provocó un fuerte aumento de los precios de los bienes comerciables internacionalmente (transables) y con ello impactó negativamente sobre el poder adquisitivo de la población. Por otra parte el elevado componente fiscal de esta crisis hacía preciso contener en forma simultánea el aumento de los precios internos y los desequilibrios de la Tesorería y las finanzas provinciales.

La crisis económica e institucional devino en una fuerte crisis social que provocó un aumento incontenible de los niveles de pobreza e indigencia. Al mismo tiempo los sectores exportadores vieron favorecida su ecuación económica producto de la disminución de los costos de producción medidos en dólares. A todo ello se sumó un sostenido incremento de los precios de las materias primas en el mundo, destacándose entre ellas el petróleo.

La devaluación y la inflación sólo contribuirían al equilibrio fiscal (por licuación de gastos) si el Estado lograba apropiarse de parte de los recursos excedentarios que estaba generando el sector transable de la economía. La imposición de retenciones resultó el instrumento más adecuado para resolver los dos problemas más evidentes que aquejaba a la economía en forma simultánea: la contención de la inflación doméstica y el equilibrio fiscal.

El 13 de febrero de 2002 se impusieron retenciones del 20% a las exportaciones de petróleo crudo y de 5% a las de preparados de petróleo (Decreto 310/2002).⁴⁰ El 4 de marzo se fijó 10% de retenciones para los productos primarios y 5% para las manufacturas de origen agropecuario e industrial.⁴¹ Posteriormente, el 5 de abril, se fijó un derecho de exportación de 20% para determinados productos primarios: trigo, maíz, sorgo, girasol, soja, harinas, aceites.⁴² En total se han impuesto retenciones a más de un centenar de productos de diversos sectores

³⁹ Los ajustes en el costo del gas se producían en mayo y octubre. En varias oportunidades el Enargas decidió que las variaciones en el precio mayorista del gas observadas durante el verano no se correspondían con el patrón de oferta y demanda y por tanto no autorizó aumentos de la tarifa final por ese concepto. Según Fiel (1999) este tipo de conflicto ha mostrado similitud con la experiencia internacional.

⁴⁰ En principio, las retenciones fueron introducidas para financiar el rescate del sector bancario. Sin embargo, en la práctica la recaudación por retenciones fue incorporada a las cuentas generales del gobierno federal. En cambio, el gobierno compensó a los bancos con la emisión y cesión de deuda pública en dólares y, en una segunda etapa, emitió y canjeó bonos en dólares a los depositantes con depósitos pesificados, de modo de compensar diferencias cambiarias. De este modo, el rescate se tradujo en un incremento sustancial de la deuda pública en moneda extranjera.

⁴¹ Resolución 11/2002 del Ministerio de Economía.

⁴² Resolución 35/2002 del Ministerio de Economía.

económicos. En este sentido no podría argumentarse que las medidas dispuestas tuvieran un carácter discriminatorio en contra del sector petrolero.

A partir del 13 de mayo de 2004, en respuesta a la crisis energética internacional, las retenciones sobre las exportaciones de crudo se incrementaron al 25%; al 20% las de GLP; y al 5% las de algunos combustibles que no estaban hasta entonces grabados.⁴³ Por el Decreto 645/2004 se impuso un gravamen del 20% sobre la exportación de gas natural. Posteriormente, en agosto de ese año, el Ministerio de Economía creó un esquema de retenciones variables en función del precio internacional del petróleo.⁴⁴

A modo de síntesis el Cuadro 4 presenta una descripción exhaustiva del esquema de retenciones impuesto a la industria petrolera a partir del año 2002.

CUADRO 4
REGULACIONES POST DEVALUACIÓN
(Ley 25 561 de Emergencia Pública)

Retenciones a la exportación de hidrocarburos				
Retención fijada	Nombre de la norma	Fecha de promulgación	Fecha de vigencia	Observaciones
5% naftas y gas oil y 20% crudo	Dec 310/2002	13/02/2002	01/03/2002	Fija retenciones del 5% para las naftas y gas oil y del 20% para el crudo
5% naftas, 5% gas oil	Dec 690/2002	26/04/2002	03/05/2002	Entre otras cosas, ratifica las retenciones del dec. 310/2002
20% gas oil; 5% GLP	Dec 809/2002	13/05/2002	14/05/2002	Aumenta la retención del gas oil. Comienza a regir desde el mismo día de la publicación en BO: 14/05/02
0% naftas	R. ME 135/2002	01/07/2002	04/07/2002	Anula la retención a las naftas
5% gas oil	R. ME 526/2002	22/10/2002	01/08/2002	Si bien el decreto 809/2002 establecía que la retención del 20% para el gas oil se reduciría al 5% recién el 01/10/02, esta resolución adelanta en forma retroactiva esa reducción.
20% GLP	R. ME 335/2004	11/05/2004	13/05/2004	Aumenta las retenciones al GLP del 5% (Dec 809/02) al 20%
5% naftas	R. ME 336/2004	11/05/2004	13/05/2004	Deja sin efecto la anulación de la retención a naftas dispuesta por la Res ME 135/02
25% crudo	R. ME 337/2004	11/05/2004	13/05/2004	Aumenta la retención al crudo del 20% (Dec 310/02) al 25%.
20% gas nat.	Dec 645/2004	26/05/2004	28/05/2004	Fija retención del 20% al gas natural
Crudo: retención variable	R. ME 532-7/2004	04/08/2004	06/08/2004	WTI - retención: desde 0 - 25%; 32.01 - 28%; 35 - 31%; 37 - 34%; 39 - 37%; 41 - 40%; 43 - 43%; 45 - 45%
45% gas nat.	R. ME 534/2006	14/07/2006	25/07/2006	Toma como base para la retención de cualquier exportación el precio del acuerdo con Bolivia (% U\$S/MMBTU a 01/07)

Fuente: elaboración propia con datos oficiales.

⁴³ Las Resoluciones que instrumentaron estas medidas fueron la 335, 336 y 337 de 2004.

⁴⁴ Resolución 532/2004.

Además de su función fiscal las retenciones cumplieron un rol redistributivo, tratando de equiparar la situación de los sectores que se vieron ampliamente beneficiados por la devaluación real con la de los productores de bienes no transables quienes, en aquel contexto de profunda depresión económica, no habrían resistido un incremento de la presión tributaria.

Tanto en producción como en transporte y distribución, la fijación de precios en dólares durante la Convertibilidad tenía el objetivo de garantizar a los inversionistas la eliminación de cualquier contingencia, incluyendo aquéllas vinculadas a una potencial devaluación. Implícitamente, esta fijación en dólares y las cláusulas contractuales de rescisión mencionadas indican el reconocimiento de que la devaluación siempre era una eventualidad posible.

Al producirse la devaluación, el mantenimiento del régimen tarifario anterior hubiese significado una triplicación de los precios de gas natural para todos los usuarios (incluidos los sectores más vulnerables) en un contexto de emergencia económica y política y de severas caídas de ingreso para toda la población. Como señala Urbizondo (2003) “resultó evidente que la asignación de riesgos contenida en esos contratos sólo podría implementarse ante *shocks* menores (pequeñas devaluaciones o con inflación doméstica similar a la del exterior)”.

Luego de la devaluación, las tarifas reguladas por el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) se mantuvieron constantes para el consumo residencial y de pequeños comercios. La justificación evidente de esta medida ha sido la imposibilidad de elevar las tarifas en un contexto de emergencia económica, política y social.

Para los grandes usuarios, en cambio, se observaron una variedad de situaciones hasta comienzos de 2004. En algunos casos, los precios mayoristas de gas acompañaron a la inflación doméstica.

En febrero de 2004, el Poder Ejecutivo sancionó los Decretos 180 y 181 con el objetivo de aumentar paulatinamente el valor del gas en boca de pozo fijando un sendero de incrementos hasta diciembre de 2006 para los grandes usuarios. Los grandes usuarios fueron redefinidos de modo de incluir a toda la industria, dejando sólo exceptuados a los clientes residenciales y pequeños comercios. La Resolución 208/2004 en la cual se homologa el “Acuerdo para la implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte” ha permitido ir recuperando los niveles de precios del promedio del gas mayorista en boca de pozo, y de este modo ha generado un cambio significativo en las expectativas empresariales, al menos esta es una de nuestras hipótesis que desarrollamos en la Sección III.

9. La situación actual

La vigencia de las sucesivas leyes creó un régimen de jurisdicciones múltiples para las distintas áreas petroleras (provincial y Nacional) configurando un marco regulatorio heterogéneo en el que, una vez privatizada YPF habían sobrados argumentos para debatir una nueva normativa acorde a las necesidades de la industria. Fundamentalmente porque existían puntos de conflicto entre la Ley de Hidrocarburos y los Decretos del año 1989, de jerarquía jurídica inferior a la Ley Nacional existente.

A partir del 3 de enero de 2007 son las provincias las titulares de los derechos sobre el área continental, y el Estado Nacional de las áreas que se explotan más allá de las 12 millas marinas costeras, de acuerdo a la Ley 26 197. Según ella, el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional.

Esta última Ley, conocida como Ley Corta, modifica el alcance del artículo 1° de la Ley 24 145 sin introducir un debate de fondo sobre la actividad, en términos de las políticas más eficientes y las estrategias y objetivos de largo plazo. Más bien la preocupación legislativa se ha centrado en el mecanismo de apropiación de la renta petrolera, en particular de la disputa entre la Nación y las provincias, aunque ha generado una cuña para que la empresa estatal Enarsa sea la responsable de la explotación de la plataforma continental marítima, y en cierta medida del planeamiento energético estratégico de la Argentina (lo cual no queda del todo claro en sus estatutos). Efectivamente la Ley 26.154 establece un régimen promocional para la exploración de áreas en asociación con la nueva empresa del Estado, permitiendo desgravar los gastos activables correspondientes a la actividad exploratoria.

Otro temor relativo a la nueva titularidad de las áreas es que las autoridades nacionales y provinciales entren en conflicto entre el momento de planificar las políticas y el de auditar los resultados si existen múltiples actores con roles compartidos. No obstante también existe la posibilidad de establecer cierta competencia por comparación a la hora de diseñar los mecanismos licitatorios más eficientes.

Asumir que la nueva Ley Corta más la creación de ENARSA constituye un marco normativo robusto para que el sector cobre nuevo impulso parece, cuanto menos, insuficiente. Particularmente teniendo en cuenta que existe una completa acefalía legal en la materia de la renegociación de las concesiones que ya han pasado más de la mitad de su período de maduración.

El efecto de esta acefalía es que las áreas más productivas querrán apurar la extensión de sus contratos, lo que ante la falta de una regulación apropiada pueda conducir a una renegociación no competitiva que terminará generando una situación en la que sólo se volverán a subastar áreas marginales y no las más rentables (o en términos de la teoría regulatoria de servicios públicos, el “descreme del mercado”), con lo cual se termina desincentivando la licitación competitiva como mecanismo de asignación de áreas en general. Prueba de ello son las extensiones que se han dado a las áreas de Loma La Lata (Diciembre 2000) y Cerro Dragón (Mayo 2007).

En efecto, como puede apreciarse en el Cuadro 5 las condiciones de extensión de ambas áreas han ido beneficiando a los concesionarios con el paso del tiempo. Y más allá de la elevada rentabilidad que estas negociaciones generan a favor de las empresas, lo que verdaderamente se cuestiona es el mecanismo de asignación discrecional de las áreas. Un proceso similar a aquel que fuera severamente cuestionado respecto a la reconversión de contratos de servicios en concesiones, a comienzos de los años noventa (ver Sección I, punto 6).

**CUADRO 5
EXTENSIÓN DE LOS CONTRATOS MÁS RENTABLES**

	Fecha	Período	Monto	Detalle	Inversiones Comprometidas	Reservas de petróleo (MMBEP)	Reservas de gas (MMBEP)	Reservas totales (MMBEP)	Precio del petróleo local (US\$/Barril)	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	8 000 MM US\$ en la provincia de Neuquén	52	1 104	1 155	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\$	3 000 MM US\$ de los cuales 2 000 MM US\$ hasta el 2017	372	137	510	34,3	1,00	0,24	0,69%

Fuente: información periodística y datos de las empresas Repsol YPF y Panamerican Energy.

Es justamente en la consideración económica de estas propuestas y su valoración, en las que el Ente Federal sugerido (y también la empresa estatal Enarsa) debería tener un rol preponderante.

La sociedad argentina debe plantearse un debate responsable para que estas cuestiones que hacen a la transparencia, así como las que se expusieron en la Sección I sobre los mecanismos licitatorios, salgan a la luz. La agenda de temas energéticos pendientes de resolución es bastante extensa, pero sin dudas la deuda más grande que existe es la ausencia de un marco regulatorio democrático que termine con el decretismo sectorial y el paraguas protector de las leyes de emergencia.

Creemos que el escenario de transición se ha prolongado en exceso y que muchas de las medidas decididas durante ese período deben revisarse puesto que han generado una discontinuidad en los incentivos contractuales y de precios de la energía, lo cual está amenazando la generación de renta petrolera y el suministro energético en general.

Posiblemente una vez finalizada la agenda política, con las elecciones de octubre de 2007, llegue la hora de la agenda energética. Las decisiones racionales pueden ser impopulares (con lo que se aconseja tomarlas al comienzo del nuevo mandato), pero las irracionales sabemos que terminan en mega crisis y respuestas pendulares extremas contraproducentes.

IV. Los indicadores de la industria petrolera argentina

1. Rasgos de la industria privatizada

Argentina ha experimentado un *boom* petrolero a partir de la desregulación de la industria, que se ha ido desacelerando hasta la actualidad, y cuya interpretación diverge según el lente bajo el cuál se analice esta evolución. Desde el punto de vista de las políticas públicas sectoriales, el período en cuestión no se presenta como un escenario homogéneo, sino que a partir de la devaluación de enero de 2002 comienza a visualizarse un nuevo patrón de comportamiento, combinando acción pública y reacción privada, en el contexto de un *shock* favorable de precios internacionales.

Si bien bajo el nuevo escenario de precios relativos y modificaciones o indefiniciones en materia regulatoria es posible identificar cambios en los patrones de comportamiento de los actores privados (por ejemplo el desincentivo a inversiones de riesgo), pareciera que muchas de estas conductas se originaron algún tiempo atrás, vinculadas al cambio de titularidad de los activos y al rol secundario que tuvieron las instituciones del Estado para fomentar y controlar el desempeño de la actividad prospectiva. En este sentido, el período bajo análisis sí presenta características homogéneas.

Un análisis estadístico riguroso seguramente mostraría un cambio estructural en los patrones de comportamiento a partir del año 2002, con la devaluación de la moneda y la introducción de las nuevas disposiciones emanadas de la Ley 25 561 de Emergencia Económica, principalmente en el mercado del gas natural. No obstante, cierta fatiga observada por el lado de la oferta forma parte de los efectos adversos producidos por el modelo de los años noventa.⁴⁵

Sintéticamente diremos que el cambio de tendencia se revela por indicadores tanto de demanda como de oferta. Y si bien el análisis estadístico debe realizarse en forma integrada con la demanda eléctrica, que representa el 30% de la demanda interna de gas natural, un análisis de equilibrio parcial básico muestra un cambio estructural precedido por la devaluación. En el Anexo 2 se presenta la información estadística que soporta estas conclusiones preliminares.

⁴⁵ Navajas (2006b) hace referencia a esta situación y Navajas y Cont (2005) presentan una ilustración del cambio en el patrón de comportamiento de la demanda de gas natural a partir del 2004.

Asimismo la evidencia cualitativa revela cómo ha perdido estacionalidad la demanda de gas, fundamentalmente a partir del año 2003 y cómo se ha modificado la oferta.

En este sentido se han sucedido algunas interpretaciones en las que se han intentado diferenciar las causas de los efectos. Por un lado las empresas argumentaban que la baja de la rentabilidad impedía el desarrollo de nuevas áreas, y en la vereda opuesta se especulaba con una posición de fuerza de parte del sector empresario que paralizó la inversión exploratoria y de desarrollo prácticamente hasta el año 2005, una vez que entró en vigencia el “Acuerdo para la implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”, según Resolución 208/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Este debate es posterior al que gira en torno a la interpretación de las reformas estructurales de los años noventa, aunque encuentra similitudes en cuanto a las posiciones que asumen algunos de sus detractores a partir de la crisis del 2002.

La posición más “nacionalista” ha cuestionado profundamente las reformas del gobierno de Menem, las cuales fueron apoyadas por los sectores más proclives a las soluciones de mercado y por quienes interpretaron que el fracaso de la industria estuvo asociado al modelo de gestión pública de los recursos petroleros en Argentina. En ese amplio espectro de opiniones existe una larga lista de publicaciones que analizan los hechos estilizados que condujeron a las reformas estructurales de los años noventa y estas medidas en sí mismas.⁴⁶ La visión (segura e inevitablemente sesgada) de la presente investigación nos permite establecer luces y sombras de este proceso. Entre las características positivas se destacan:

- Fuerte incremento inicial de la producción de gas y petróleo asociado a un aumento de la eficiencia por parte de las empresas que recibieron las áreas en concesión: Este aumento en la eficiencia provocó una reducción en los costos de producción y un catch up de las tecnologías de frontera, generando a su vez un aumento en el stock de reservas comerciables y una generación de cuantiosos saldos exportables.
- Aumento de la participación de los hidrocarburos en la generación de energía primaria: fundamentalmente por la fuerte integración del gas con el negocio de la electricidad con la proliferación de las centrales de Ciclos Combinados, así como una tendencia hacia el cambio tecnológico en la industria a favor del uso intensivo del gas natural, como insumo relativamente barato y (percibido como) abundante.
- Ingreso de capitales destinados a la inversión productiva en este sector y en el de las industrias reguladas asociadas a los hidrocarburos y beneficiadas por un conjunto de precios relativos favorables en términos de la moneda extranjera.
- Consolidación de grupos económicos locales con una impronta en el desarrollo energético regional a través de la participación en el proceso de fusiones y adquisiciones y en los acuerdos de abastecimiento e infraestructura llevados a cabo en la región.
- Un proceso de fortalecimiento de la capacidad técnico productiva y gerencial generado a partir del desarrollo de un modelo competitivo de la industria: Este proceso competitivo consolidó un aprovisionamiento de energía barata y abundante, al menos hasta bien avanzada la década del noventa.

Las debilidades que mostró el modelo de gestión privada se refieren principalmente a:

⁴⁶ A los trabajos que hemos mencionado en la Sección I debemos agregar los de Bravo y Kosulj (1993); F. Navajas (2006), y Montamat (2007), entre otros.

- Sobreexplotación de las reservas: si bien un horizonte extremadamente largo es antieconómico, en este caso dio la sensación que la inversión exploratoria no rendía los frutos que tenía la inversión productiva, particularmente tras el cambio de rumbo que sucedió al deceso del presidente de YPF S.A., José Estenssoro. Esta conducta está asociada a una visión cortoplacista de los principales accionistas tanto de YPF S.A. como de las Compañías multinacionales, las cuales ingresaron al mercado argentino adquiriendo, hacia fines de los noventa, activos de origen local.
- Falta de un plan estratégico que conciliara los planes de las compañías individuales con las posibilidades concretas del sector de los hidrocarburos y la diversificación de fuentes energéticas de la Argentina: esta deficiencia era producto tanto de una convicción ideológica que se hizo dominante como de la propia incapacidad estructural de un “Estado Bobo”, carente de cuadros administrativos y de planes de carrera atractivos para formar y retener recursos humanos calificados.
- Una limitada eficiencia asignativa de la industria en relación a la presencia de actores fuertemente dominantes que generaban un mercado oligopólico altamente concentrado: posiblemente la presencia de una YPF líder de mercado tenía que ver con la concepción de un modelo de desarrollo en base a una empresa campeona de la envergadura de Petrobrás, que pudiera competir de igual a igual con otras empresas en los procesos de internacionalización que venía dándose en la industria a nivel mundial.⁴⁷
- El excesivo sesgo de las actividades productivas hacia una tecnología energía intensiva: la disponibilidad abundante y barata de este recurso torció la demanda energética hacia el uso del gas natural, llevando su participación al 50% del consumo energético primario, lo cual dista de ser una virtud tratándose de un recurso no renovable con un horizonte de reservas que inicialmente era inferior a los 20 años (y terminó siendo inferior a los diez).

En alguna medida si bien la industria pudo desarrollar capacidades técnico productivas durante este período, nuestra hipótesis es que gran parte de los logros fueron posibles gracias a una acumulación de conocimiento generado en la época previa a la privatización, cuando el Estado era el responsable de financiar los programas de I&D.

La industria petrolera privada en cambio supo gerenciar una dotación de recursos en cierta medida “dados”, para lo cual la empresa pública resultó ser ineficiente.⁴⁸ Lo que se observó es que los incentivos exploratorios, en cambio, fueron insuficientes.

De la antigua Yacimientos Petrolíferos Fiscales, la empresa privada heredó no solo su acrónimo (YPF a partir de 1993 no significa nada más que ese conjunto de consonantes) sino una dotación de técnicos de alta calificación. Esa formación constituía desde finales de los años setenta una suerte de usina de cuadros de la que se nutría toda la industria nacional cuando lo precisaba, ya que tenía estándares de calidad de nivel internacional.

Pero lo que sin dudas constituyó el factor más negativo de la reforma estructural de los años noventa fue el desprendimiento por parte del Estado del poder de decisión e intervención en la política energética a partir de la enajenación de la participación accionaria estatal y su acción

⁴⁷ No obstante la forma acelerada en que se volcó al mercado accionario la mayor proporción de acciones de la compañía hacía prever que nuevos apremios fiscales podrían condicionar el mencionado objetivo estratégico.

⁴⁸ Guerchunoff (1994), “estrictamente YPF no era una empresa sino una dependencia pública con muy limitada autonomía e inhibida de planificar a largo plazo”.

de oro en la empresa YPF S.A. Otra vez el apremio fiscal y la mirada cortoplacista de la dirigencia política comprometieron la estrategia energética nacional en una acción que difícilmente pueda ser revertida en las próximas generaciones, y que se ha convertido en un caso aislado y único a la luz de la experiencia internacional.

Lo que aparenta constituir una dicotomía en los modelos de organización de la industria es el hecho que en manos privadas la gestión de los recursos es eficiente, pero no lo es la de I&D. Lo contrario ha ocurrido en ocasiones con la gestión pública. Cabría preguntarse si éste es realmente un patrón de comportamiento intrínseco de la industria petrolera nacional o si verdaderamente una acción eficaz del Estado bajo una gestión privada de los recursos podría llegar a zanjar esa deficiencia. En el caso de Argentina este interrogante sigue aun aguardando respuesta.

Evidentemente lo limitado que ha sido el desarrollo de la industria desregulada no permite establecer conclusiones taxativas, sobre todo teniendo en cuenta que hacia finales de los años noventa la crisis macroeconómica redujo el horizonte temporal de los inversores, por lo que una preferencia de un lento recupero de la inversión (y un sesgo hacia la exploración) habría sido una conducta ciertamente poco racional desde el punto de vista empresarial.

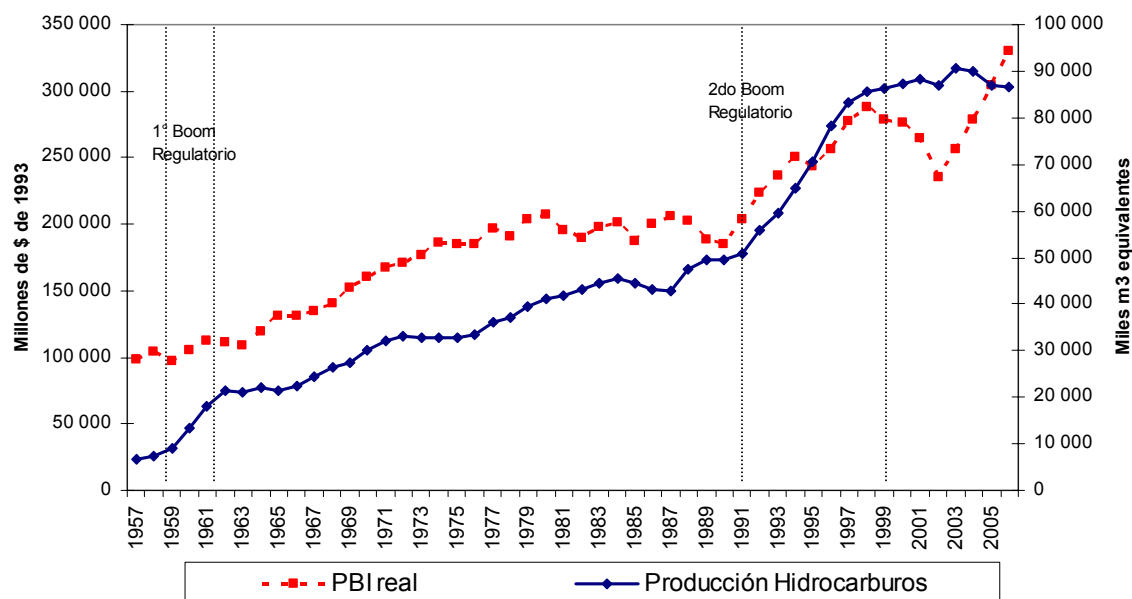
2. Medidas de desempeño

De alguna manera el desempeño de los años noventa se asemeja a lo que podría considerarse el Primer *Boom* regulatorio de la industria, producido durante la administración del presidente Frondizi en el período 1958-1962, cuando se triplicó la producción. Según datos de Givogri y Novara (1987), en ese período, “el número de equipos de perforación activos pasa de 69 en 1957 a 101 en 1960, colocándonos terceros en el mundo después de los EE.UU. y Canadá. Entre 1959 y 1963 se perforaron en Argentina 5495 pozos, más de la mitad de los 10 786 que se acumularon en los 51 años previos”.

El paralelismo se plantea a efectos de reflejar que el aumento en la eficiencia productiva fue un rasgo en común en lo que hemos considerado como los dos grandes *boom* regulatorios que tuvo la industria petrolera, en los que pudo corroborarse en parte la raíz de la hipótesis que aquí se plantea sobre la relación del aumento en la inversión precediendo al incremento en la producción, siendo el disparador de esa inversión el alineamiento de los precios domésticos de producción a los costos económicos o precios internacionales. En definitiva nuestra hipótesis utiliza un principio generalmente aceptado acerca de la existencia de una respuesta elástica de la producción a los precios, complementado con la calidad y estabilidad del modelo regulatorio y el patrón de desarrollo elegido.

Como puede verse en el gráfico en ambos casos la reactivación de la industria coincidió con una faz expansiva de la producción agregada (aunque una relación más estrecha se presenta en los noventa). Lo que no permitió mostrar el *shock* del período desarrollista y sí lo hizo el modelo privatista, es que: **si los impulsos iniciales dados por los cambios regulatorios no son soportados por una estrategia de desarrollo de largo plazo, esa inercia inicial no alcanza para lograr un desarrollo sustentable.** Ahora que lo sabemos por haberlo experimentado, deberíamos avocarnos a enfrentar esa restricción en el marco de instituciones democráticas maduras, evitando el decretismo y propiciando un debate de ideas plasmado en una ley del Congreso de la Nación.

GRÁFICO 5
LOS DOS BOOM PETROLEROS Y LA EVOLUCIÓN DEL PIB
EVOLUCIÓN DEL PBI Y LA PRODUCCIÓN PETROLERA



Fuente: INDEC, S.E., IAPG.

Por el motivo antedicho, el vínculo entre el incremento del PIB y la actividad industrial se quiebra con el agotamiento del modelo petrolero. De hecho la notable reactivación que sucedió a la crisis macroeconómica del período 1999-2002 no ha sido acompañada por una mejora en la actividad hidrocarburífera. Más bien ocurrió lo contrario. Si a ello se suma la elevada incidencia que tienen el gas y el petróleo como fuente de energía primaria, queda en evidencia que la restricción de suministro energético podría ir en camino de convertirse en el cuello de botella del modelo productivo argentino, como ha ocurrido en Brasil en el año 2002.⁴⁹

La visión alarmista no es sino la consecuencia de uno de los aspectos que caracterizan a la industria, según señaláramos en la Sección I del trabajo: el prolongado período de maduración que requieren las inversiones petroleras. Esta característica es extensible al resto del sector energético (proyectos hidroeléctricos, nucleares, eólicos, etc.).

Por otra parte, cuanto más alejado esté el precio interno de las señales de escasez mayor será el desequilibrio entre una demanda creciente, que encuentra en la energía un insumo “barato” para sustituir en su actividad de producción y/o consumo, y una oferta insuficiente, que no recibe estímulos adecuados según el retorno a la inversión esperado para expandirse, y en cambio decide trabajar al máximo de la capacidad disponible dado que opera sobre un costo de capital hundido, lo que en alguna medida acelera el desgaste del *stock* de capital y agiganta la crisis que se avecina.

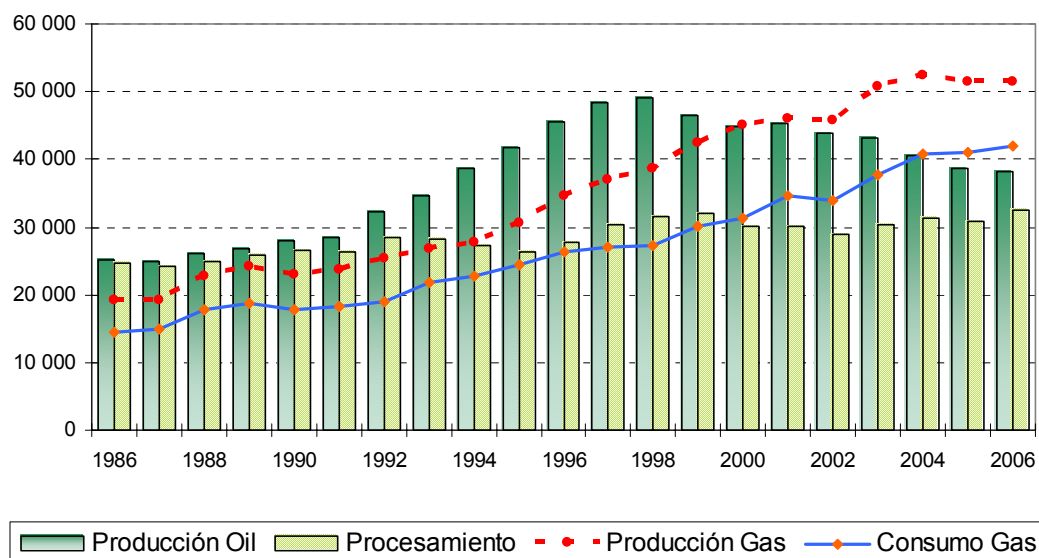
A pesar de ello, los últimos dos años (particularmente el 2006) muestran un mercado dinamismo de algunas empresas que están invirtiendo a buen ritmo, aunque el comportamiento no

⁴⁹ La diferencia es que el gobierno brasilero decretó la crisis energética, creó un comité de crisis y realizó una serie de reformas estructurales que permitieron salir rápidamente de una situación dominada por la adversidad climatológica. Mientras tanto la industria petrolera se encaminaba al autoabastecimiento y en el campo de los recursos renovables se lograban nuevos record de producción (particularmente en biocombustibles).

es homogéneo al interior de la industria. Posiblemente la reversión de una tendencia declinante también esté asociada al recupero más reciente de los precios de algunos energéticos, lo que en algunos sectores genera un tratamiento discriminatorio entre la inversión vieja y la nueva.

Haciendo foco en el período que Argentina fue consolidando su autoabastecimiento energético vemos que el proceso se va revirtiendo no sólo por el aumento del consumo (lo cual es esperable en un ciclo de crecimiento) sino por la merma en la producción. A continuación presentamos una serie de gráficos que permiten visualizar las estadísticas de la industria. La estadística se complementa en el Anexo 3.

GRÁFICO 6
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS Y PETRÓLEO
(Miles m³ equivalentes)



Fuente: S.E., IAPG, Boletines Gas del Estado

Destacamos la influencia que tuvo el ciclo de la inversión en el ascenso de la producción hasta avanzados los años noventa. En el caso del gas natural esta inversión estuvo orientada más que a la exploración, a la aceleración de la producción y la búsqueda de mercados, básicamente a partir de la interconexión regional. Este proceso, que se consideró inicialmente como una victoria de la gestión privada dinámica por sobre los acuerdos burocráticos transnacionales, se vio a la postre frenado por la falta de convergencia regulatoria, y en algunos casos por afectar intereses de los grupos empresarios posicionados a ambos lados de las fronteras.⁵⁰

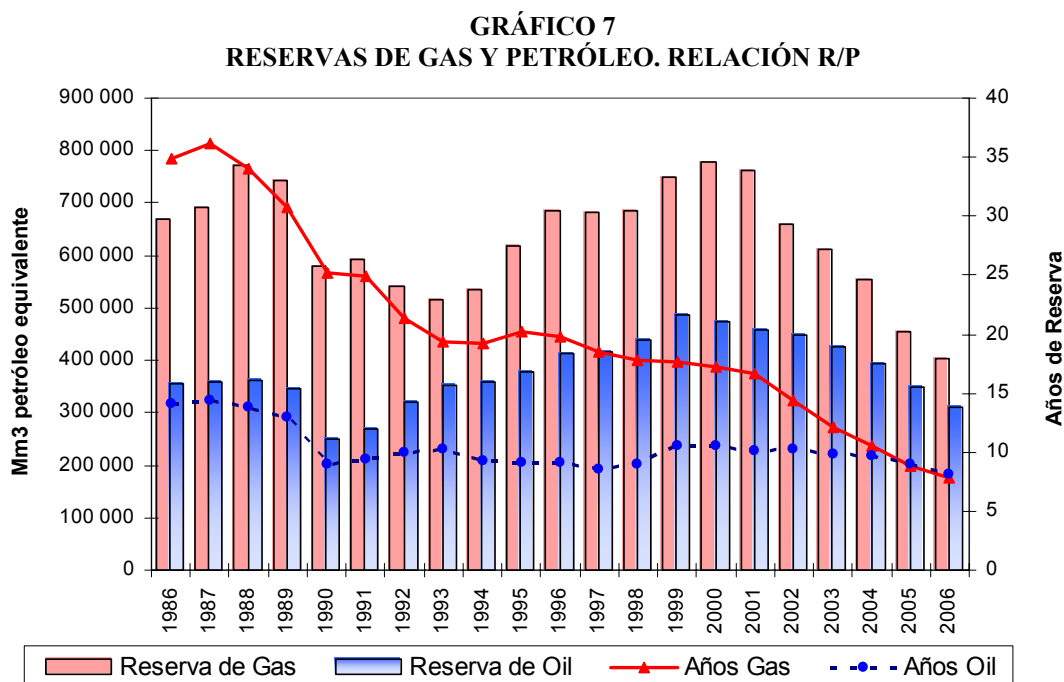
Asimismo, el hecho de procurar hacer máximo el rendimiento de corto plazo de los activos de reserva gracias a la disponibilidad de redes regionales generó una sobreexplotación del recurso. La combinación de un bajo nivel de inversión en exploración y el incremento de los

⁵⁰ Petrecolla y Bondoresky (2003) señalan que la interconexión de Argentina con Bolivia constituyó un instrumento de manejo de mercado por parte de las grandes empresas para evitar la competencia del gas barato de Bolivia, Scheimberg (2004) señala que esa misma facilidad (el ducto) se volvió operativa a partir de la devaluación en Argentina cuando el gas boliviano se comerciaba por encima del precio doméstico, lo que abría la posibilidad de un proceso más ambicioso de integración regional

compromisos de exportación de las empresas resultó en una política claramente insostenible a nivel energético nacional.

Adicionalmente el consumo doméstico de gas había venido creciendo como consecuencia de una percepción de relativa abundancia reflejada en tarifas comparativamente bajas a nivel internacional, aún antes de la devaluación (FIEL, 1999), y que se ha acentuado a posteriori (Scheimberg, 2007; Montamat & Asociados, 2006). Así es como la participación del gas natural en la matriz energética primaria de la Argentina (50,7% en 2005) es una de las más altas del mundo junto con Rusia y Holanda.

La producción de gas natural prácticamente se duplicó entre 1990 y 2000 pero las reservas sólo crecieron un 34%, con lo que se erosionó fuertemente el horizonte de años de reservas. En el caso del petróleo hasta el año 1998 la producción se incrementaría un 75% respecto al comienzo de la década y las reservas casi se duplicarían.⁵¹ A partir de finales de los noventa la tendencia contractiva de las reservas ha sido irreversible.



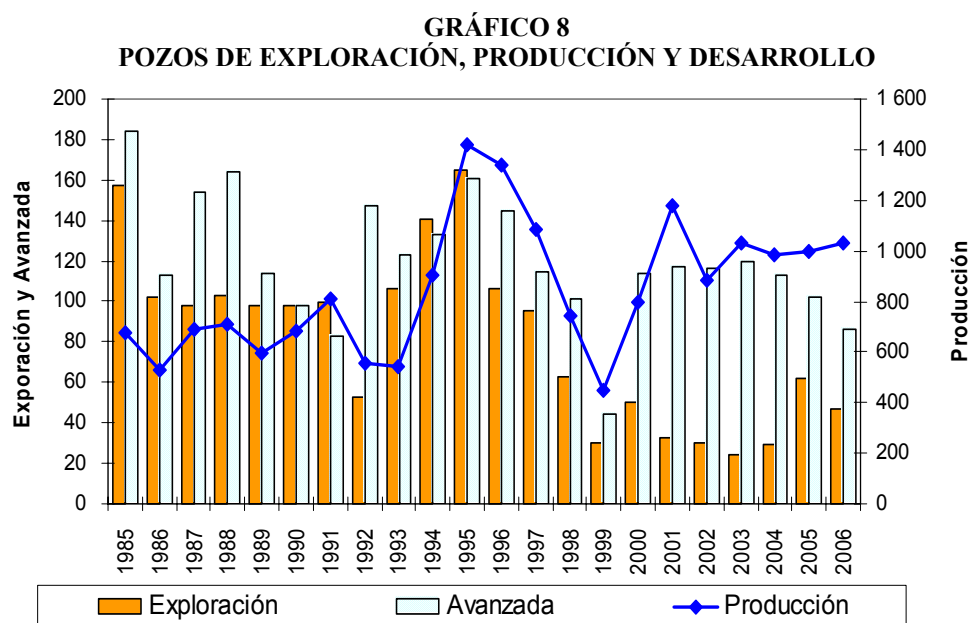
Fuente: IAPG.

Considerando que la valorización económica de las reservas está relacionada con el precio del crudo, la existencia de un horizonte de años de reservas estable fue más bien producto del incremento de los precios que de la actividad exploratoria. En ese sentido la evidencia de un proceso de aceleración de la producción (o agotamiento) se refleja fundamentalmente en la reducción de los veinte a los nueve años en el caso del gas natural.

⁵¹ El dato de reserva de petróleo del año 1990 es un 28% inferior al de 1989 por la revisión hecha por la consultora Gaffney & Cline. Bravo y Kosulj (1993) consideran que esta revisión más que cristalizar la situación de Y.P.F. ha favorecido a las empresas interesadas en explotar las áreas en calidad de concesionarios

Otra medida de la intensidad en la explotación y la falta de inversión de riesgo viene dada por la estadística de pozos.

El gráfico de pozos refleja en gran medida el proceso de agotamiento que sufre la industria y que en alguna medida se morigeró hacia el final del período muestral cuando comienza a percibirse una mejora en el clima de negocios. No obstante la Argentina necesita cuanto menos triplicar su inversión exploratoria actual para garantizar la sustentabilidad de la renta petrolera.



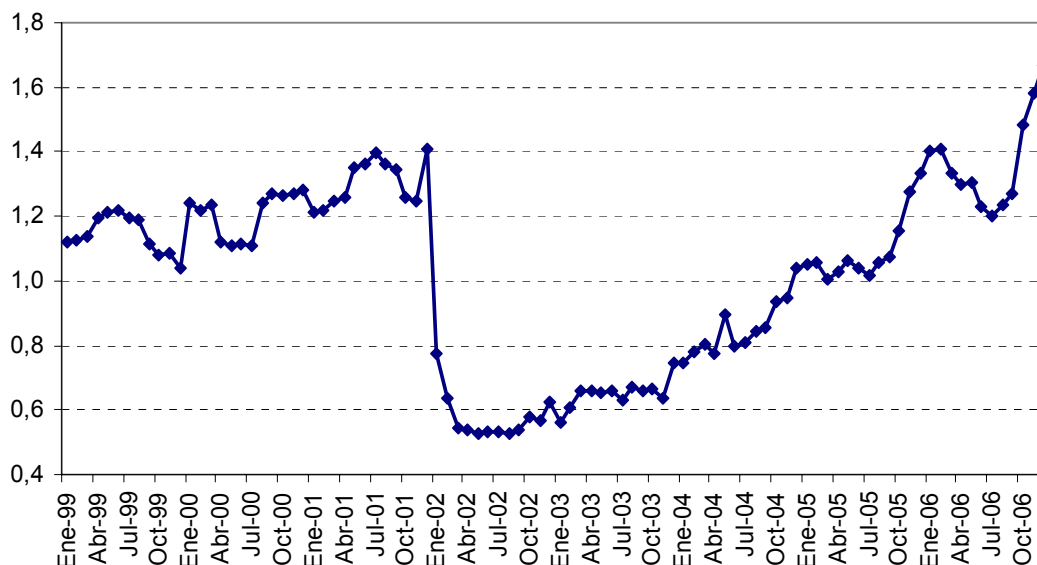
Fuente: IAPG

La crisis económica desatada a fines de los años noventa que hizo eclosión con la devaluación del año 2002 sin dudas frenó los proyectos de riesgo en Argentina. Asimismo, muchas de las medidas tomadas para salir de la crisis generaron una distorsión en las señales para los inversionistas. Nuestra visión es que en el marco de una recuperación tan meritoria y exitosa como lo fue la de la Argentina, se ha demorado más de lo previsto el retorno a un esquema de precios que reflejen la escasez, particularmente en el caso del gas natural (pero también en la electricidad y los derivados del petróleo), lo cual provoca un crecimiento excesivo de la demanda respecto a la capacidad de respuesta de la oferta.

Lo cierto es que a partir del año 2004 han crecido en forma sostenida los precios del gas (también de la electricidad) y del crudo nacional, a pesar del incremento en la retención a la exportación. Si bien el caso del gas muestra una recuperación de los valores pre devaluatorios, lo cierto es que el contexto internacional no es el de aquella fotografía y hoy día el valor de referencia es muy superior al de aquel momento.

Si bien los precios internos del gas natural fueron recuperándose, inicialmente se produjo un verdadero anclaje de su valorización, lo cual llevó a generar una sobre expansión de la demanda, en lo que hemos identificado como un cambio estructural de las condiciones de oferta y de demanda que son las que actualmente, según la mayoría de los especialistas, siguen poniendo en riesgo de colapso al sistema energético (Instituto Argentino de la Energía, 2007; Montamat 2007).

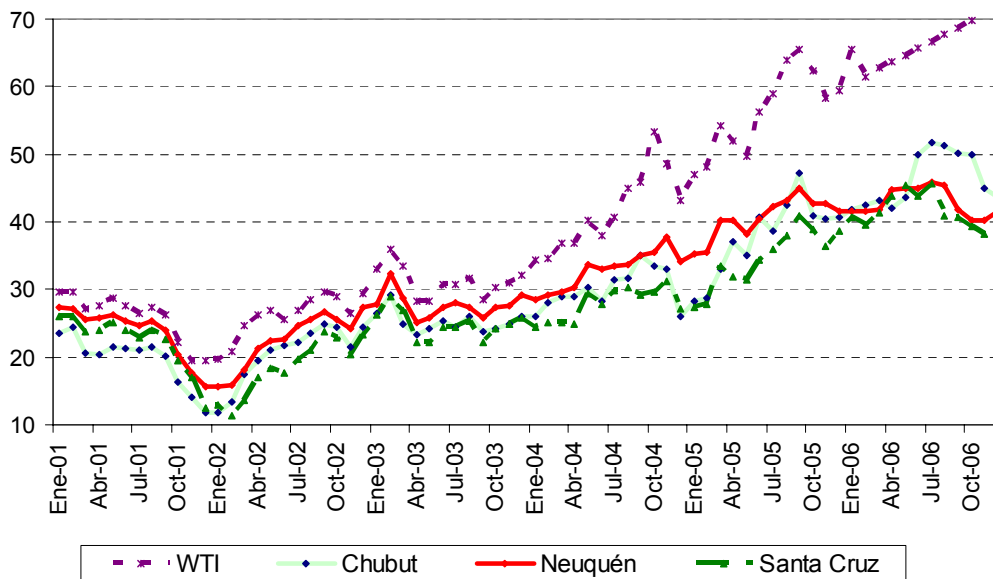
GRÁFICO 9
PRECIO DEL GAS NATURAL MAYORISTA
(US\$/MM BTU)



Fuente: Secretaría de Energía. Datos del área de Regalías.

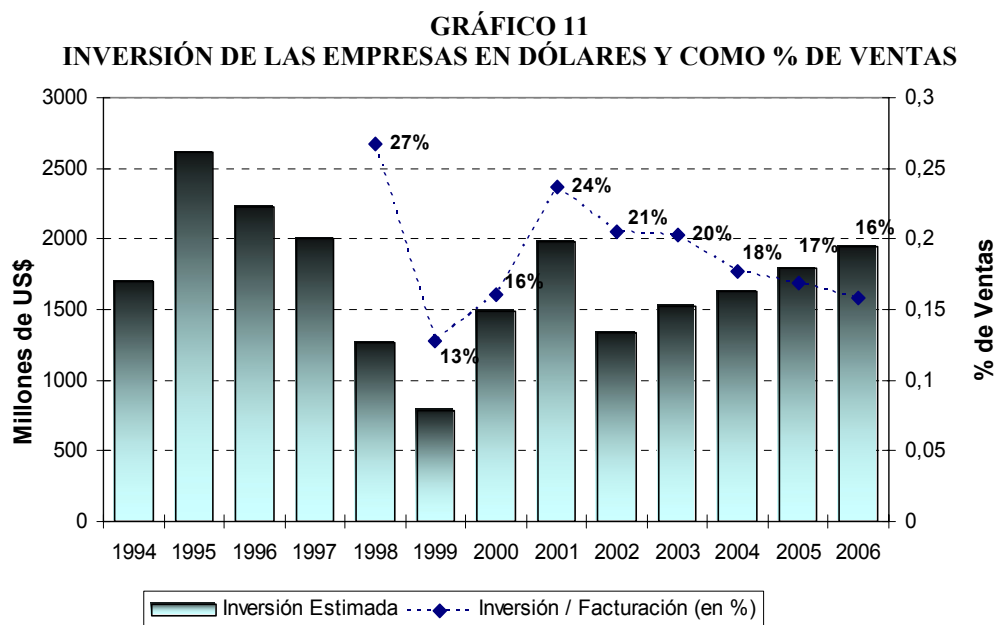
En el caso del petróleo nacional el precio ponderado acompañó la evolución del WTI pero es mayor en las provincias exportadoras, en el gráfico es el caso del crudo de Chubut a partir del 2006.

GRÁFICO 10
PRECIO DEL CRUDO LOCAL Y EL WTI
(US\$/bbl)



Fuente: Secretaría de Energía. Datos del área de Regalías.

Si bien la amenaza de una subinversión está latente, los datos de los balances muestran una tendencia alcista en términos nominales. Sin embargo en términos de la facturación la serie de inversión refleja un deterioro secular a partir del año 2001.



Fuente: Elaboración propia con datos de Balances de empresas y de la S.E.

La serie de inversión ha sido estimada con datos de balances de las empresas y con información de pozos perforados. Como era esperable los máximos históricos del período se registran en los años 1995 a 1997. Por otra parte, como la serie está medida a valores corrientes, a partir del año 2002 se observa una recuperación en términos nominales producto del incremento en los costos que acompañó la suba en el precio internacional del petróleo y del resto de los *commodities* industriales.

3. Rasgos característicos de la industria petrolera en Argentina

En términos generales la producción de gas y petróleo, lo mismo que las reservas, se encuentra altamente concentrada, particularmente la producción de gas. Esta ha sido una característica heredada de la forma en que se privatizó YPF. En su génesis chocaron dos objetivos contrapuestos: por un lado se pretendía generar un mercado competitivo y atomizado, y por el otro quería mantenerse la presencia de una gran empresa que pudiera competir de igual a igual con otras empresas petroleras estatales con posibilidad de proyectarse a nivel internacional, para lo cual se entendía hacía falta una escala mínima relativamente significativa.

Si bien iniciado el proceso de privatización se consolidaron una serie de medianas y grandes empresas de capital nacional, entre ellas: YPF S.A.; Pérez Companc; Bidas; Tecpetrol; Petrolera San Jorge y Astra, actualmente sólo Tecpetrol, del grupo económico Techint se mantiene como la única empresa nacional de tamaño significativo. El ingreso masivo de capitales extranjeros en la industria (exceptuando el caso de Total Austral que participa desde el inicio en

el proceso de apertura) se produce hacia fines de la década del noventa, acentuando la concentración.⁵²

**CUADRO 6
PRODUCCIÓN Y POZOS POR OPERADOR**

	Producción Acumulada Oil		Producción Acumulada Gas		Total Pozos		% Pozos Explorat./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
Petrol. 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

Fuente: IAPG.

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 Venoso; (13) Arranca en 2006.

⁵² En el caso de Bridas lo que ocurrió fue que la empresa se capitalizó con la alianza con la firma Amoco, la cual pasó a integrarse al consorcio de BP, el actual socio mayoritario de *Panamerican Energy* desde 1998.

De la mano del traspaso de activos se fue observando una contracción en la inversión productiva, que en alguna medida también estuvo asociada al menor atractivo de los precios internacionales bajistas de finales de los años noventa y al inestable escenario macroeconómico local. Si bien los resultados del estudio publicado por Fundación YPF (2004) muestran que el sector de Minas y Canteras está más blindado al riesgo macroeconómico que otras actividades (particularmente por la característica específica de la inversión, según se señaló en la Sección I). No obstante la evidencia no resulta contundente para los autores, particularmente cuando se analizan los microdatos de la Encuesta de Grandes Empresas a nivel de cada firma.⁵³

La primera etapa de este desarrollo industrial, que por convención se ha fijado hasta el año 1999, ha tenido una fuerte impronta en el compromiso de inversión de parte de las empresas anteriormente citadas, notándose un menor desembolso de capital en el período 2000-2006. En el cuadro la asignación de volúmenes y pozos se ha realizado en función de los datos por operador. Idealmente debió haberse realizado por empresa, pero esa información no está disponible en forma directa.

Si bien se aprecia un comportamiento menos agresivo a partir del segundo período, lo cual como se ha mencionado está contaminado por el efecto de la crisis macroeconómica interna, se observa en forma homogénea un nivel de inversión exploratoria muy poco significativo en todo el período. Según habíamos caracterizado a la industria al inicio del documento, la exploración representa a nivel internacional, aproximadamente el 10% de la actividad de perforación. Como observamos en los datos, en los mejores momentos de la actividad privatizada ese valor no llegó ni siquiera a la mitad (en el promedio del período).

No obstante, la dinámica de la industria registra un cambio significativo a partir de la recuperación de la crisis económica y el aumento de los precios internacionales en el período 2004-2006. Sus protagonistas no son las grandes empresas establecidas en el mercado sino los nuevos entrantes, en su mayoría capitales canadienses y norteamericanos (Petrolífera Petroleum Lt.; Petro Andina Resources; Occidental y Apache), pero también destaca la presencia de empresas nacionales (Entre Lomas; Chañares Herrados; Petroquímica Comodoro Rivadavia; y la uruguaya Petrolera Sudamericana entre otras).

Lo que también aparece en alguna medida como sorprendente es la compulsión que se ha dado en algunas provincias que licitaron áreas al amparo de la Ley Corta, sancionada a comienzos de 2007. En este sentido la dispersión jurisdiccional genera sistemas de asignación heterogéneos e ineficientes. La forma de licitación ha sido generalmente por regalías, lo cual atenta claramente contra la eficiencia, según lo hemos señalado en la Sección I, ya que no necesariamente la empresa que más regalía ofrezca será la que más produzca, o la que lo haga en forma más eficiente. Sin dudas el sistema de cash bonus es muy superior como mecanismo de asignación, aunque propicia otro tipo de inconveniente.

En la puja competitiva se ha procurado favorecer a las firmas de capital nacional no a través de esquemas de financiamiento de largo plazo sobre las áreas (como sería aconsejable) sino con restricciones explícitas, resultando favorecidas empresas pequeñas (entre ellas: Oil M&S, Interenergy, etc.) junto a la empresa de energía estatal Enarsa.

La información de producción más reciente se expone en el cuadro 7. Si bien no presentamos la distribución de las áreas donde puede distinguirse el aporte de cada región a la producción existe un dato relevante referido al desacople inminente que ha de producirse entre la

⁵³ En el estudio realizado por Fiel para Fundación YPF (2004) también se intentó relacionar la función de inversión con el grado de hundimiento del capital, el grado de endogeneidad de los factores productivos, la característica transable y de las oportunidades de inversión de las firmas del sector en el exterior

oferta de crudo por tipo de calidad y el requerimiento de la demanda. En efecto, mientras el parque refinador argentino requiere crudos livianos (bajo grado API), dado su equipamiento tecnológico, el crudo que actualmente dispone la Argentina en forma excedentaria es de tipo pesado, lo cual puede implicar que el esquema de precios regulados que hoy día existen para los productos refinados resulte incompatible con la importación de crudos livianos. De no mediar una pronta alineación con los precios de paridad de importación, la solución habría que buscarla por el lado de subsidios adicionales para los refinadores de petróleo, o bien en un mega proyecto de refinación.⁵⁴ Una solución afín a la política económica (particularmente energética) actual.

CUADRO 7
PRODUCCIÓN RECIENTE DE GAS Y PETRÓLEO POR OPERADOR

	Oil (Mm3)			Gas (MMm3)		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
YPF S.A.	17 241	15 607	14 801	17 036	15 607	14 726
Panamerican	5 943	6 128	6 249	6 362	6 740	6 653
Petrobras Energía	4 214	3 733	3 522	4 881	4 563	4 865
Chevrón San Jorge	3 591	3 514	3 105	1 188	1 023	997
Total Austral	1 580	1 461	1 454	11 244	12 105	12 687
Tecpetrol	1 886	1 897	1 911	2 777	2 478	2 084
Ocidental	1 652	1 981	2 138	517	531	492
Pluspetrol	862	847	884	4 549	4 719	4 722
Sipetrol	1 032	800	756	1 062	947	945
Capsa Capex	751	691	689	1 052	997	961
Petrolera Entre Lomas	593	641	693	366	404	381
Apache	483	466	528	943	1 117	1 754
Petroquímica C. Rivadavia	54	195	269	92	155	171
Chañares Herrados	133	136	190	4	5	8
Petrolera Sudamericana	110	114	132	80	66	57
Petro Andina Resources	0	18	172	0	0	1
Petrolífera Petroleum Lt.	0	0	58	0	0	1
Otras	527	404	717	232	214	274
Total	40 652	38 632	38 268	52 385	51 671	51 779

Fuente: IAPG.

Nota: Los datos de Occidental contiene los de Vintage, previo al 2006. Apache contiene Pioneer.

En relación a los precios, en la Sección II hemos hecho una descripción del conjunto de regulaciones que tuvo el sector, que como señala el Instituto Mosconi (IAE), ostenta en el Ministerio de Planificación una fuerte concentración de decisiones a expensas de un serio debilitamiento de la Secretaría de Energía y de los Entes Reguladores. En este sentido el sector energético aparece sometido a un objetivo antiinflacionario de corto plazo, y a medida que se va degradando la calidad de los servicios públicos energéticos la sociedad va asistiendo a una telaraña de subsidios cruzados, con lo que el financiamiento de estos servicios no la hacen los ciudadanos en calidad de clientes sino de contribuyentes.

El modelo regulatorio excesivamente intervencionista ha derivado en un fallido intento de balancear eficiencia y equidad, inicialmente justificado a la hora de gestionar la crisis post

⁵⁴ La “solución” que se ha pensado es la de instalar una refinería en Comodoro Rivadavia que procese el crudo pesado excedentario. Para un análisis de esa propuesta ver Scheimberg (2006).

devaluatoria. El resultado ha sido una evidente pérdida de eficiencia en todos los sectores de servicios públicos en pos del control de la inflación. Por otra parte, los subsidios no han logrado poner foco en los sectores de menor ingreso y en el caso del sector vinculados a los hidrocarburos se termina subvencionando a todos los usuarios (tarifas de gas residencial, precios de la nafta, el gasoil y el GNC, etc.), tal como se ha visto en el cálculo realizado en la Sección I de distribución de la renta.

En el caso del gas natural el sistema ha ido agregando una enorme complejidad en la operatoria diaria, particularmente en su comercialización. Se ha creado un mercado *spot* (el Mercado Electrónico de Gas, MEG) que carece de masa crítica a pesar de los intentos estériles de regular su funcionamiento.⁵⁵ Al mismo tiempo este andamiaje regulatorio termina afectando las relaciones de intercambio con Chile generando conflictos que se van judicializando.

A nuestro juicio un Estado inteligente no es el que impone precios y márgenes alejados del escenario competitivo, sino el que vigila que existan condiciones de competencia ejerciendo al mismo tiempo una actividad de planeamiento y coordinación entre los objetivos de Estado y las decisiones empresariales, articulando los acuerdos necesarios para desarrollar las capacidades tecno-productivas de largo plazo, generando una red de difusión y capacitación entre el ámbito académico-tecnológico, las organizaciones empresariales y el resto de las instituciones que puedan encontrar en la industria una posibilidad de desarrollo económico y social integral.

Otra de las deficiencias que debe atacar un Estado dinámico e inteligente está en la elaboración y actualización de la información estadística. Actualmente la información que publica la Secretaría de Energía es poco confiable, rezagada y carece de consistencia, con lo que si bien hemos utilizado los datos oficiales en todas las estimaciones y tablas presentadas creemos que existe un margen de error producto de esta deficiencia.

4. La información estadística

No toda la culpa es de los entes oficiales. El problema concreto de la asimetría en la información es que no todas las empresas brindan la información estadística en tiempo y forma, con lo que el grado de confiabilidad de los datos agregados se va deteriorando.⁵⁶ También es cierto que algunos datos volumétricos suelen estar sujetos a algún grado de discrecionalidad en las mediciones que hacen las empresas en función de sus propios objetivos internos. De allí que el cierre del balance de masa no resulte una tarea sencilla. Mucho menos lo es la consistencia del agregado energético en su conjunto, con lo cual es entendible que existan revisiones a la serie del Balance Energético Nacional (como ha sido realizado recientemente), cuya actualización resulta de suma utilidad para el análisis del sector y de los encadenamientos productivos, y que debieran verse plasmados en un análisis de insumo producto que se encuentra largamente demorado (Proyecto MECON-INDEC, Matriz Insumo-Producto 2004).

Parte del problema se halla en la definición imprecisa de algunas variables. Al incluir en el Anexo 3 un gráfico que refleja la historia del éxito exploratorio más reciente vemos que el porcentaje de éxito de los pozos exploratorios está bien por encima de los estándares internacionales (20%). Es decir que la exploración en Argentina no es la que los geólogos categorizar como “de frontera” sino que se trata de una búsqueda en áreas relativamente

⁵⁵ Si bien las empresas tienen exigencias de comercializar el escaso gas no contratado en el MEG se terminan firmando contratos con cláusulas laxas que eluden la participación de este mercado *spot*.

⁵⁶ Como dato adicional, en algunas provincias los datos de pozos y metros perforados provistos por las reparticiones de energía (a partir de información empresarial) eran tan poco confiables que se han realizado encuestas paralelas para actualizar los cálculos de las Cuentas Nacionales

conocidas y de bajo riesgo. Ello se suma a lo poco significativa, que mostramos, que ha sido la actividad exploratoria en la Argentina.

Claro que el problema de categorización es parte del gran problema que tiene la estadística energética en Argentina, en la que el “Estado Bobo” va a la zaga de lo que le informan las instituciones que representan a las empresas, en este caso el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), cuyos datos son a veces rebatidos por las propias empresas informantes, llegándose a observar rezagos en los datos publicados por la Secretaría de Energía de más de un año y numerosas inconsistencias respecto de la información histórica, que va más allá de los problemas de revelación asimétrica de la información que hemos estado desarrollando en la Sección I del documento.⁵⁷

En el caso de la información de facturación y el cálculo de renta petrolera hemos trabajado con la estadística provista por la Secretaría de Energía del sector de regalías que no es exactamente igual a la de los datos de producción ya que esta fuente mide las ventas a partir de las cuales se liquidan las regalías (<http://energia3.mecon.gov.ar>).

El buen manejo y seguimiento de la información empresarial es sin dudas una tarea de relevancia mayor para que esté incluida entre las funciones del Ente de los hidrocarburos que debería crearse con un alcance nacional dentro de un conjunto de reformas que debe tener jerarquía parlamentaria. Ello a su vez debe contemplar una buena coordinación con los organismos públicos de las provincias, que actualmente tienen el dominio de los hidrocarburos. En este sentido queda claro que el diseño de la política energética y la estrategia de largo plazo debe tener un alcance Nacional.

Evidentemente un bajo presupuesto y una falta de adecuados incentivos en la Administración Pública mediante planes de carrera, esquemas de remuneración competitiva, posibilidad de capacitación, etc., no permitirá que se genere una usina de planeamiento estratégico en el ámbito de Gobierno, a pesar de la alta calificación técnica de gran parte del personal que trabaja en esta repartición pública actualmente.⁵⁸

5. La situación actual y el clima de negocios

La Ley de Emergencia vino a dar respuesta a una crisis económica y social muy profunda, resultante de una serie de desaciertos de política económica internos y de un entorno económico internacional sumamente adverso. La serie de medidas que se tomaron fueron inicialmente concebidas como un mecanismo de emergencia para lograr una transición hacia un sendero de estabilidad y crecimiento, en el cual, afortunadamente, se posicionó la Argentina a partir del año 2003. Este cambio de tendencia se logró sumando una gestión eficaz de la crisis a un cambio favorable de las condiciones económicas internacionales, con significativas mejoras en nuestros términos de intercambio. Sin embargo el conjunto de normas (básicamente el paraguas jurídico de la “emergencia”) diseñado para la transición, sigue aun vigente, luego de cinco años (incluyendo el 2007) de elevado crecimiento ininterrumpido.

La intención inicial del gobierno de transición del presidente Duhalde fue contener el aumento en los precios domésticos para lo cual, además de la imposición de retenciones, en el sector petrolero recurrió a acuerdos de precios domésticos del crudo, mediando entre productores

⁵⁷ Entre las inconsistencias llama la atención el hecho que en la plataforma continental exista producción de hidrocarburos desde el año 2003 sin que existan datos de pozos sino hasta el 2005.

⁵⁸ Los últimos informes elaborados por la Secretaría datan de la gestión a cargo del Licenciado Devoto en un breve lapso del año 2002.

y refinadores. A pesar de ello, inicialmente hubo una rápida respuesta de los precios locales a la devaluación. Tomando como índice 100 el año 2001, el precio del gasoil un año más tarde era de 192 y dos años más tarde era de 252, en el caso de la nafta super los valores fueron de 145 y 180, respectivamente. Por su parte el IPC se había incrementado a 126 y 143, respectivamente. Ello muestra como hubo una rápida respuesta inicial de los precios internos ante la devaluación.

El acuerdo de precios del crudo se firmó en enero de 2003 y establecía un valor de referencia de 28,5 dólares por barril y un esquema de compensaciones entre ambas partes ante variaciones en la cotización internacional, hasta los 36 dólares. Dicho acuerdo se prolongó hasta el 30 de abril de 2004 cuando se hizo evidente que existía una crisis energética de alcance mundial, y los precios se embarcaron en una tendencia alcista incontrolable. Ya para ese entonces el crédito que habían acumulado los productores era muy elevado y no había señales de reversión en la tendencia del precio del petróleo, con lo cual se hacía necesario diseñar otro esquema para regular el precio doméstico.

Según lo señaláramos en la Sección I, en el contexto de esta escalada de precios resultaba inevitable el establecimiento de nuevos mecanismos para decidir la manera de repartir la renta petrolera incremental que se estaba produciendo, tanto en la Argentina como en el resto del mundo.

En un contexto de precio del crudo en alza las empresas Esso y Shell, refinadores y comercializadores sin crudo propio, decidieron aumentar sus precios. Esa acción le dio al gobierno un justificativo para poner en práctica el esquema de retenciones variables que finalmente aplicó a partir de agosto de 2004 (previamente elevó la retención al 25% nominal el 13 de mayo de 2004 respondiendo a la iniciativa de ambas empresas).

La medida aplicaba la misma lógica que se había utilizado cuando se dictó el Decreto 262/99, que reducía la carga impositiva en algunas concesiones ante un descenso en el precio internacional.⁵⁹ Ahora eran las empresas petroleras las que debían ceder parte de su renta extraordinaria.

En el caso del gas natural la imposición de retenciones estuvo más vinculada al financiamiento del diferencial de precios entre el gas importado y el exportado, desde el mes de mayo de 2004, cuando también se produjeron restricciones cuantitativas a las exportaciones.⁶⁰ Sin embargo, la alícuota de la retención se modificó sustancialmente desde julio de 2006 cuando entró en vigencia el nuevo valor del contrato del gas importado de Bolivia (5 dólares el MMBTU).

El efecto de un gas natural con precios domésticos semi congelados fue de una fuerte sustitución de insumos hacia un modelo mucho más “energó intensivo”. Como señala Navajas (2006): “los mercados energéticos son un ejemplo paradigmático de mercados interrelacionados, tanto por la sustitución inter fuel como por las relaciones de insumo producto”. Esta contención de precios del gas natural permitió a su vez pisar el costo de generación eléctrica. Parte de la evidencia local respecto a la hipótesis de elasticidad precio distinta de cero se tiene observando el siguiente gráfico.

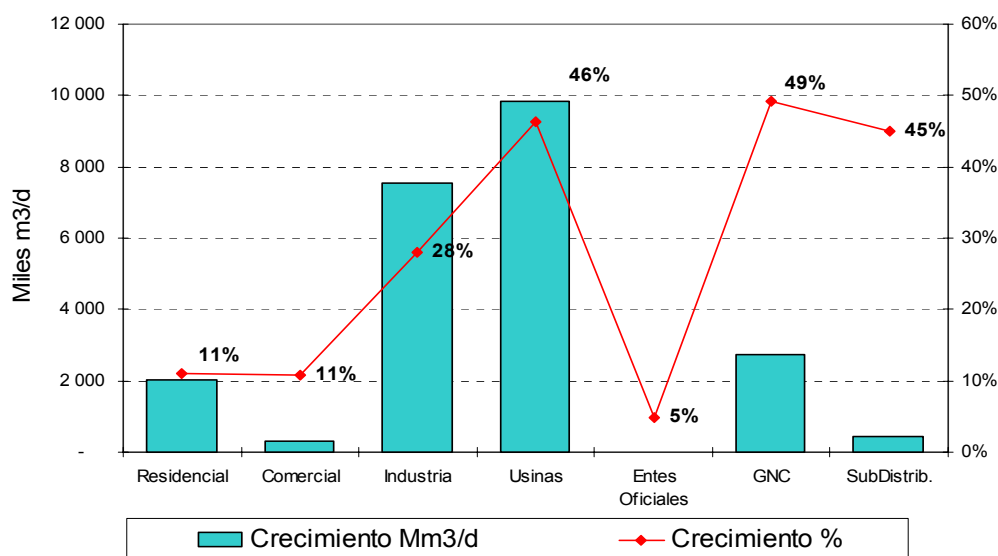
Entre los años 2002 y 2006 se han agregado 8 millones de m³ día de demanda de la industria; 10 millones del sector de usinas; 2 millones del sector residencial y 2.4 millones de la

⁵⁹ Cuando los precios del petróleo crudo de la cuenca del golfo San Jorge disminuyeron significativamente entre 1997 y 1998, este decreto otorgó incentivos fiscales a las empresas petroleras que trabajaban en el área.

⁶⁰ Esta medida, si bien resultó muy adversa para las empresas, está perfectamente amparada por la Ley de Hidrocarburos (artículo 6°) y la Ley del Gas Natural (Ley 24076, art. 3°).

demanda de GNC. Entre tanto el Anexo 2 nos muestra que la producción de gas no sólo ha quedado estancada sino que su acelerada explotación se tradujo en un agotamiento de los yacimientos más productivos. Actualmente los yacimientos que más contribuyen a satisfacer la demanda son los de media y baja presión, lo cual augura una mayor fatiga productiva. Ello implica un aumento del costo de producción y una más acelerada depreciación.

GRÁFICO 12
DEMANDA ACUMULADA DE GAS NATURAL 2002-2006



Fuente: Enargas.

Lo cierto es que si bien las medidas post devaluación podrían haber sido apropiadas en un marco de emergencia, su extremada prolongación parece haberse debido más a un objetivo de corto plazo que al deseo de restituir las señales de escasez de los costos económicos de los recursos. En este caso es evidente que volvió a dominar la agenda política por sobre el racionalismo económico.

No obstante ello a partir del año 2004 hemos visto que fue recuperándose la rentabilidad del negocio *upstream*. Claro que el efecto de la caída de costos domésticos, sumado al incremento en el precio internacional del crudo, permite fechar esa recuperación desde el mismo año de la crisis, luego de un final de década (los noventa) traumático, signada por la caída del precio internacional y la adquisición de YPF por parte de Repsol, que sería sucedida por otros importantes desprendimientos de capitales petroleros argentinos: la venta de San Jorge a Chevron (también en 1999), primero, y la de Perez Companc a Petrobrás más tarde (2002). Por su parte el grupo Panamerican Energy había surgido de la alianza de la empresa local Bidas con la internacional Amoco a fines de 1997. A partir de la fusión de BP con Amoco en el año 1999, 60% del paquete accionario le corresponde a la británica BP.

Así como en el caso de otros sectores de bienes transables el modelo competitivo implicó una significativa redistribución del ingreso a favor de las empresas petroleras y de *commodities*, a pesar de la cesión de renta petrolera que describimos en la Sección I.

El caso de PAE es posiblemente el más representativo del puro sector *upstream* de la industria, ya que tanto YPF como Petrobrás tienen numerosos activos en el *downstream* y en

otros negocios asociados del sector energético (petroquímica, generación y transporte eléctrico, etc.).

CUADRO 8
RENTABILIDAD EMPRESARIA POR SECTOR
(En porcentaje)

Resultado Operativo / Activos									
	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)	1,30	7,06	25,67	16,02	22,76	21,69	27,70	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	6,60	7,47	4,93	18,78	30,83	38,33	25,96	19,72
Alpargatas	-0,70	-3,20	-5,33	-4,95	-5,00	-4,51	-0,49	1,51	2,51
ACINDAR	N.A	-0,55	1,17	0,10	14,89	28,74	36,73	34,34	26,10
Sector Doméstico									
Telecom	13,21	10,09	8,16	6,22	-1,65	0,87	3,24	5,90	10,46
Banco Galicia	1,00	1,71	1,43	2,80	-13,68	-0,78	0,24	0,97	-0,30
BBVA Banco									
Francés	1,61	1,50	2,05	0,66	-7,56	-0,55	0,20	0,96	N.A
Banco MACRO	-1,26	-2,39	-7,04	-8,87	5,89	3,81	2,20	3,13	N.A

Fuente: Bloomberg y Balances. (1) Hasta 2001 es Pecom Energía S.A.

El cambio de titularidad de los activos petroleros a manos de empresas extranjeras no sólo implicó desplazar el epicentro de las decisiones estratégicas para pasar a formar parte de un “portafolio” de activos dentro de un conjunto diversificado, sino también el haber afectado las capacidades empresariales que se habían desarrollado a partir de la desregulación de la industria con una fuerte impronta expansiva fronteras afuera, lideradas por una elite técnica y gerencial con sello argentino.

En el caso de las tres mayores firmas que concentran dos tercios de la producción petrolera y cuyos Estados Financieros se encuentra disponible en las páginas de la CNV, por los que podemos identificar en parte la estrategia que han seguido estas firmas una vez producido el traspaso a compañías extranjeras.

Esta información, expresada en forma de promedios anuales, contrastada con la del período post venta a Repsol y a Petrobrás, presenta claros signos de cambios de tendencia.

En términos de inversión tenemos que hasta 1998 YPF invertía en adquisición de bienes de uso, más de una vez y medio el nivel de su depreciación, lo cual se reduce un 24% con posterioridad. Petrobrás también presenta un nivel similar de inversión desde que participa en el mercado, cuando anteriormente invertía aun más que YPF. En este caso la caída es del 37%. En cambio Panamerican Energy está mostrando un comportamiento más agresivo en Argentina, lo cual la ha llevado a posicionarse en el segundo lugar como productor de petróleo desde el año 2003, disponiendo actualmente del yacimiento petrolero más productivo del país: Cerro Dragón, Cuenca Golfo San Jorge.

CUADRO 9
ANÁLISIS DE BALANCES

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
(Financiam. + Dividendos) / Activos	-2,7%	6,4%	-19,8%	-8,3%	-13,7%

Fuente: Elaboración propia con datos de Balances. Los valores monetarios están en millones. (1) Bs. de Uso.

Respecto al financiamiento, mientras en los noventa las empresas mantenían endeudamiento y políticas de dividendos moderados, lo cual se observa en los datos de YPF S.A. y de Perez Companc, en el período post transnacionalización se aprecia, en términos generales, una fuerte transferencia de fondos hacia las casas matrices, mucho más marcada en el caso de Repsol. En este caso, en lo que va desde su adquisición ya se ha repagado con creces la inversión inicial de compra de YPF S.A. En efecto, en su momento el desembolso superó los 15 000 millones de dólares (2011 pagados al Estado Nacional por el 14.99% y 13158 por el 83.24% de acciones de YPF S.A.), y los datos del cuadro revelan que al ritmo que se giran los fondos a sus accionistas y se generan acreencias, cada cinco años se estaría en condiciones de adquirir una empresa como YPF.

Este drenaje de divisas que se observa en el caso de Repsol YPF es claramente inconsistente con un plan de expansión de la actividad petrolera en la Argentina por parte de la casa matriz. De hecho el nivel de endeudamiento de YPF S.A. respecto del patrimonio neto es de apenas el 15% en los últimos años, cifra muy inferior al estándar de las compañías petroleras internacionales, y al de la propia compañía madre (Repsol) cuya relación promedio Deuda/Patrimonio de los últimos años es más del doble.⁶¹

Este escenario, sumado a la presión política del gobierno por incrementar los intereses de los capitales nacionales (públicos o privados) en la empresa, justifica los trascendidos de una venta parcial del paquete accionario de la Compañía en el mercado local. Lo que no está muy claro es si una participación minoritaria pueda ser una buena estrategia para un grupo local. Sin dudas una adquisición de activos individuales (áreas marginales) sería una estrategia de negocio más conveniente para el comprador. Sin embargo este tipo de transacción está actualmente estancada por presión del gobierno.

La impresión que da la negociación de venta, de parte del paquete accionario, es que por un lado la casa matriz lleva algún tiempo intentando disminuir su participación en América Latina. Tanto Argentina como Bolivia y Venezuela presentan un riesgo (percibido) superior al de la actividad en otras regiones, y por eso, en la negociación estaría incorporándole a la empresa

⁶¹ La teoría de las Finanzas empresariales sugiere que existe un efecto de “señalización” de parte de las empresas que se apalancan con deuda, lo cual indica que existen proyectos de crecimiento para los accionistas (Brealey & Myers, 1984). Petrobrás también tiene un endeudamiento local inferior que el de su casa matriz.

algunos activos poco atractivos en aquellos países (o al menos en Bolivia). Por otra parte, pareciera que la participación de un grupo local podría ser la “llave” para destrabar algunas ventas de áreas y conseguir la extensión de contratos que vencen en el año 2015. Todo ello significa que el comprador, lejos de pasar a constituirse en un mero accionista minoritario, tendría un importante rol gerencial. Eventualmente la operación podría constituir una “opción” para incrementar la participación accionaria del capitalista local con el transcurrir del tiempo. Una estrategia que sin duda vincula al ámbito empresario con el poder político de turno, pero que no garantiza a priori un mejor desempeño de la industria, a menos que movilice un mayor nivel de inversión, ya sea con fondos nuevos, o bien modificando la política de transferencia de resultados hacia la casa matriz, si es que esto último puede llegar a condicionar un accionista minoritario.

Respecto a las otras empresas, cuya información es de público acceso, tenemos que ambas están transfiriendo fondos al exterior, aunque en promedio a un ritmo menor. No obstante si analizamos en detalle tenemos que en los dos últimos años Panamerican Energy ha ido aumentando el ritmo de la relación entre el flujo de divisas y el valor de los activos hasta llegar al 44% en el 2006, al contrario de lo que ha ocurrido con Petrobrás que ha generado un pequeño endeudamiento el año último.

Si bien no se dispone de la información de otras grandes empresas como Total Austral, Chevron San Jorge y Occidental, es evidente que de estas tres, la que está actuando más agresivamente es la última, tras haber reingresado al mercado local a finales de 2005. En el caso de Chevron también se aprecia una conducta más agresiva en los últimos años.

Si bien la información indirecta nos permite establecer conclusiones sobre la estrategia que vienen siguiendo las empresas, es preciso que entre las reformas a implementar se procure que exista un acceso rápido y transparente a los datos contables de las empresas concesionarias que participan de la renta petrolera como socias del Estado. De lo contrario el problema de la asimetría de la información se exagera (ya que la información directamente no existe) e implica una seria incapacidad para que los organismos públicos tomen decisiones acertadas en la materia sobre la cual deben auditar y regular.

6. Lo pequeño ¿es bello?

Según lo habíamos analizado en la Sección II, la pérdida de posición relativa de las grandes empresas tiene en parte que ver con la estructura geológica y la escala de los proyectos que actualmente viabilizan la inversión, por eso, al tiempo que las grandes comienzan a ceder posiciones aparecen las oportunidades para los pequeños entrantes. Para ello contribuyen varios factores.

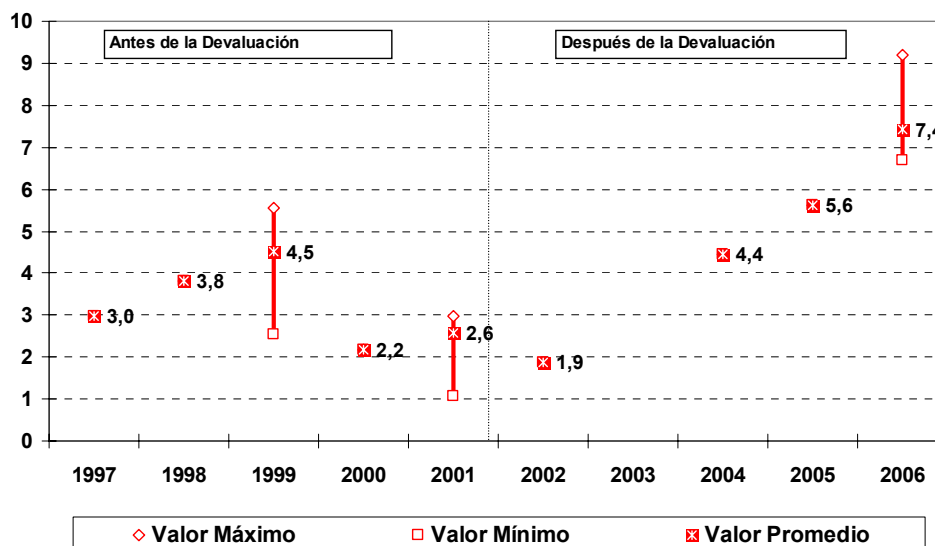
En primer lugar la recuperación económica y la reinstauración de la paz social que se había visto seriamente amenazada luego de una prolongada crisis socio económica e institucional hacia fines de 2001. En segundo lugar, luego de una post crisis en que prevalecieron las indefiniciones y modificaciones en materia regulatoria, se ha estado observando un principio de retorno a un régimen menos intervencionista, todo ello impulsado por el traspaso de jurisdicción (desde la Nación a las provincias), una vez aprobada la Ley Corta a comienzos de 2007.

Por otra parte, al mismo tiempo que se dan estos cambios de ánimo regulatorio en Argentina, se observa un sesgo muy nacionalista de algunos estados petroleros, fundamentalmente Venezuela y Bolivia, que provoca un redireccionamiento de la inversión a regímenes menos confiscatorios. Todo ello en el contexto de una situación internacional muy beneficiosa para el sector de los hidrocarburos.

Por último, Argentina sigue teniendo una excelente calificación técnica para reclutar a los cuadros gerenciales y generar nuevos desarrollos empresariales vinculados al sector de los servicios petroleros. Ello permite alcanzar evidentes sinergias para las empresas que invierten en la industria. En alguna medida el valor de las transacciones domésticas de activos petroleros da cuenta de esta mejora en el clima de negocios local. En los últimos años las empresas que adquirieron activos en Argentina fueron más bien pequeñas y medianas. De las primeras no existe buena disponibilidad de información pero sí en cambio de las medianas.

Debe destacar que, aunque Argentina no posee una geología privilegiada, el valor promedio de las transacciones realizadas en 2006 (7,4 US\$/barril) ha sido superior al de transacciones internacionales de reservas realizadas fuera de los Estados Unidos que fue de 5,9 dólares, o de 7,2 dólares excluyendo las transacciones realizadas en la antigua Unión Soviética (Harrison Lovegrove & Co., 2006). Esto significa que si bien existe una fuerte influencia dada por el valor del crudo internacional (ver Cuadro 1), la ventaja relativa de la Argentina está dando una idea de las bondades operativas que existen para la explotación petrolífera en el país.

GRÁFICO 13
PRECIO DEL BARRIL POR TRANSACCIÓN*
(En US\$ x BOE)



Fuente: Elaboración propia con datos del mercado.

Nota: * Precio pagado en Argentina por reservas comprobadas. Información de carácter parcial (no trasciende el monto de algunas transacciones).

Las mejoras del ambiente de negocios parecieran estar orientada fundamentalmente a los nuevos entrantes. Este fenómeno es el que propicia el ingreso de empresas muy pequeñas y dinámicas con un menor *overhead* de operación, lo cual le ha dado bastante dinamismo al “mercado de pases de activos” más reciente. Entre esas operaciones se destacan las compras realizadas por Apache en 2006: a Pioneer la sucursal argentina completa, y a Panamerican Energy 2 áreas en Tierra del Fuego, pocos días antes de que el gobierno nacional resolviera aplicar retenciones a las exportaciones desde la isla. Mientras operaba la firma vendedora esta imposición estaba exenta.

Si bien existen suspicacias respecto a la preferencia de algunos grupos económicos más cercanos al gobierno, o algún tipo de discriminación entre inversionistas nuevos y viejos, lo cierto

es que en términos generales se observa un comportamiento dual entre compañías “grandes” respecto de las “chicas”, el cual denota un conjunto de oportunidades para el ingreso de nuevos actores que podría ser parte de un fenómeno más general observado en otros rubros industriales, lo cual amerita un estudio comparativo de corte transversal que no haremos en este documento.

También es posible que exista una explicación más pesimista a este fenómeno. En este caso podría pensarse que el horizonte de desarrollo para una pequeña empresa, con una reducida infraestructura es bastante limitado, y que su actividad sólo consiste en una gestión más eficiente de las áreas marginales disponibles sin comprometer grandes inversiones. En este caso el hundimiento de capital es bajo, como lo es su expectativa de permanencia en el mercado local. Es decir, se trata de una inversión más bien especulativa. Sin embargo ese no ha sido el caso de firmas como Petro Andina Rsc.; Petrolera Sudamericana; Chañares Herrados; Apache; Entre Lomas. Todas empresas pequeñas o medianas que están comprometiendo fuertes sumas de inversión respecto a su tamaño relativo, incluso (relativamente) en el terreno exploratorio.

En cambio lo que sí promueve el ingreso especulativo de algunas nuevas firmas es la modalidad en la cual se están licitando algunas áreas exploratorias provinciales. En efecto, en ocasiones la licitación no la gana quien mayor inversión compromete, en Unidades de Trabajo, sino quien compromete la regalía más alta. Eso posiblemente lleve a que la inversión sólo se vaya a realizar en un escenario de precios elevados, según discutimos en la Sección I, o bien que los concesionarios especulen con el interés de compañías que se encuentren explotando áreas aledañas. En el peor de los casos existe la posibilidad de que los entrantes se conviertan en simples intermediarios de un negocio que requiere asumir fuertes riesgos de producción. Claro que éstas son hipótesis que no estamos en condiciones de contrastar.

Además, la licitación por regalías tiende a favorecer la entrada de especuladores pequeños al mercado pues éstos, al no tener significativos activos hundidos que puedan constituir garantías o colaterales de cumplimiento de compromisos de inversión, sólo toman una “opción real” al entrar al mercado. Eso significa que si en su prospección inicial encuentran un buen potencial de desarrollo, entonces ejercerán la opción y continuarán con el plan de desarrollo (o venderán el área con el consiguiente margen extraordinario). Si en cambio el potencial no resultase atractivo, los inversionistas pueden decidir “perder la prima”, constituida por los desembolsos prospectivos realizados. El resultado de este esquema ha llevado a ofertar tasas de regalías superiores al 50% en algunas áreas, resultando siempre favorecidas el tipo de empresas descrito.

Al mismo tiempo, previamente hemos destacado que existen algunos nichos de la industria que van generando valor agregado y oportunidades de negocio a partir de capacidades empresariales adquiridas en años recientes, al amparo del modelo de gestión privada de la industria y sin la protección del Estado. También se trata de firmas pequeñas a las que posiblemente el cambio de precios relativos les haya permitido ir madurando y desarrollando mercados. Sin dudas las capacidades que han sido adquiridas por estos empresarios innovadores es conveniente no desaprovecharlas y contribuir con las señales adecuadas a su potenciación.

Seguramente la estabilidad institucional será otro elemento clave para que este tipo de proyectos puedan madurar, a veces en forma espontánea y otras a partir de alianzas científico-tecnológicas-empresariales. La definición de un rumbo estratégico en esta industria es tan necesaria como lo es para la política económica en su conjunto. Para ello es preciso lograr consensos generando debates hasta agotar los argumentos que permitan definir un conjunto de reglas estables y razonables para una industria que encuentre buenos incentivos para el desarrollo local, en la que se impongan los objetivos del largo sobre el corto plazo.

V. Conclusiones

A lo largo del presente documento hemos planteado una serie de interrogantes cotejando la experiencia de la industria petrolera argentina, a la luz de la situación internacional. Un primer interrogante tiene que ver con la forma de organización más conveniente para la industria. Si bien en el mundo conviven la gestión estatal y privada de los recursos, la experiencia argentina ha mostrado debilidad en la primera de estas formas de administración, condicionando de alguna manera el proceso de privatización, en el marco de una fuerte crisis fiscal e institucional hacia fines de los años ochenta. La gestión privada ha mostrado una administración eficiente de los recursos disponibles pero, a grandes rasgos, no ha sido exitosa en el campo de la exploración, salvo en una instancia inicial en que se consolidó la empresa YPF S.A. y otros grupos nacionales. Posteriormente, y hasta la actualidad, el modelo de libre mercado ha fracasado en incentivar la ampliación de la frontera exploratoria.

Internacionalmente ha existido en los últimos años una tendencia hacia la participación del capital privado en la industria sin que ello implique, en la mayoría de los casos, una transferencia total de activos del Estado al sector privado. Esta forma de gestión mixta ha dado buenos resultados. Por un lado, la búsqueda de renta petrolera, característica de las decisiones de inversión privada, ha generado una administración eficiente de los recursos disponibles. Por otra parte, la actividad de exploración guarda atributos de bien público, por lo que tiende a ser fomentada por el Estado, con lo que la gestión mixta ha construido un puente entre los objetivos de corto y largo plazo para la industria. Alternativamente a la gestión mixta, el surgimiento de Agencias petroleras del Estado, en un ámbito de independencia del poder político, ha posibilitado una participación estatal activa pero no intrusiva, tanto en el proceso de licitación competitiva y la auditoria de la gestión privada como en el planeamiento energético estratégico.

En Argentina en cambio, el Estado ha permanecido ausente, delegando al mercado un rol que éste no pudo cumplir, generándose una inconsistencia entre los planes de expansión individual y los recursos agregados de la economía. No obstante ello, la oferta petrolera ha vuelto a mostrar una elasticidad inicial positiva luego del *shock* regulatorio de comienzos de los años noventa, como lo había hecho luego del decreto de Frondizi del año 1958. Evidentemente este impulso inicial, dado por un entorno más favorable para el capital privado, ha demostrado que no alcanza para consolidar un modelo de desarrollo de largo plazo (al menos librado a las propias fuerzas del mercado) y nos convoca a debatir el marco legal bajo las instituciones de la democracia. Paradójicamente los dos *boom* petroleros de la historia argentina se producen a partir

de Decretos del Poder Ejecutivo, mientras que la ley que regula la actividad surge de un Decreto ley del gobierno militar de Onganía.

Inicialmente se ha revisado la literatura referida al diseño de contratos de concesión y a la forma de negociar la distribución *ex ante* de la renta petrolera, teniendo en cuenta que la industria muestra incentivos para modificar *ex post* las condiciones contractuales. Esta revisión, creemos cobra actualidad en relación a la forma en que se debe pensar en el diseño de una renegociación de los contratos, acercándonos a la maduración de las concesiones otorgadas a comienzos de los años noventa, y presenciando cómo se vienen produciendo negociaciones no competitivas para extender los contratos más rentables, en lo que constituiría una suerte de “descreme” del mercado petrolero.

Un aporte que intenta realizar el presente estudio consiste en la estimación de la renta petrolera en Argentina y su distribución. Los resultados dan cuenta de un notable incremento de la renta y una socialización “*sui generis*” a través de subsidios cruzados a los consumidores de energía del mercado interno. Esta modalidad de distribución si bien fue emergente de una crisis que el gobierno procuró controlar estableciendo objetivos anti inflacionarios y de distribución de ingresos, creemos que se ha prolongado más de lo necesario, generando serias ineficiencias que amenazan desde hace tiempo la seguridad del suministro energético.

La disminución proporcional de la apropiación empresaria de la renta petrolera, lejos de ser un atributo local, ha mostrado características similares en la mayoría de los países en los que se gestiona la actividad en forma privada. En el extremo varios países han nacionalizado sus recursos.

Lo cierto es que la definición de contratos eficientes entre los socios del negocio constituye una materia sensible para tratar ligeramente. Si bien la teoría recomienda la aplicación de impuestos neutrales, en la práctica los sistemas con menor fortaleza institucional tienden a ser más de tipo “regalistas” en relación a regímenes liberales sustentados en impuestos a las ganancias. En estos casos se ha visto que los contratos muy concedentes, si bien tienden a fomentar el desarrollo de la actividad (tal como ocurre con los proyectos mineros en nuestro país) pueden no ser sostenibles en el tiempo.

Aparte de haber incursionado en la teoría de los contratos en relación a la distribución de la renta petrolera, el documento plantea una hipótesis desafiante acerca de la posibilidad que tiene un país como la Argentina de desarrollar su actividad sin tener a priori una geología privilegiada. La pregunta es si estamos condenados a agotar nuestros recursos y debemos volcarnos rápidamente a otras fuentes energéticas o si existen esperanzas de prolongar la dependencia energética sobre los hidrocarburos, como ocurre actualmente.

Nuestra hipótesis es que en función de ciertas señales favorables, el arribo de inversión permitirá expandir la frontera de producción. Claro que este es un proceso lento, dada la propia naturaleza de la industria que arriesga sustantivos recursos antes de lograr el éxito. No obstante ello podría llegar a existir una relación semi paramétrica entre ambas variables que requiere un marco regulatorio estable para que arribe la inversión. Básicamente la idea es que si bien existe una determinada dotación geológica, su acabado conocimiento requiere una acumulación de investigación en un proceso de incorporación de aprendizaje continuo, con lo cual la frontera exploratoria es efectivamente expansible. Mundialmente se ha visto que el ciclo de la inversión antecede al de la producción ¿Por qué ello no ha de ocurrir en la Argentina?

Ese proceso de incorporación de conocimiento continuo requiere una acción combinada de instituciones públicas y privadas que fortalezcan la capacidad tecno productiva local, en el marco de un plan de desarrollo de largo plazo, identificando los recursos humanos potenciales y generando una red de información e investigación que permita estar en la frontera del

conocimiento. En este proceso el Estado debe tener un rol destacado, aunque ceñido al trazado de lineamientos y planes de acción y no a interferir en las relaciones de costos económicos de los recursos. En todo caso su acción debería promover el desarrollo de fuentes energéticas alternativas, así como políticas de eficiencia energética, por el lado de la demanda.

El desarrollo de estas capacidades permitirá repensar a la industria petrolera, no como una industria primaria y degradante del medio ambiente, sino como un movilizador de las aptitudes latentes que tienen los científicos y tecnólogos argentinos, generando externalidades de uno a otro sector del conocimiento.

En términos del potencial de desarrollo, otra de las hipótesis que se plantean, de cara a la evolución de los indicadores de la industria, es que seguramente el proceso de traspaso de activos a empresas internacionales haya detenido en alguna medida el desarrollo de las capacidades empresariales locales. En efecto, a partir de la traslación del epicentro de las decisiones estratégicas a las casas matrices, la operación en Argentina se ha transformado en una unidad de negocio periférica, en el marco de una disponibilidad de activos globales. Dentro de ese portafolio de activos, las compañías evalúan sus inversiones despojadas del sesgo nacional que tenía la industria local cuando estaba en manos de empresarios locales.

Sin embargo esta no es la única ni la principal posible causa de la involución que estamos presenciando en la industria petrolera. Otro de los aspectos a considerar tiene que ver con la compatibilidad del modelo de producción de gran empresa, dadas las condiciones geológicas dominantes. Concretamente, lo que se trata es de identificar si las escalas de los reservorios existentes son apropiados para los tamaños de las empresas que las operan, o bien si debieran reasignarse las áreas de mayor potencial a grandes empresas dispuestas a tomar riesgos mayores, transfiriendo a las pequeñas compañías las áreas marginales más maduras, donde se requiere un mayor dinamismo.

La experiencia de los últimos años confirma de alguna manera esta última hipótesis. Lo que se viene observando es que pequeñas y medianas firmas, tanto incumbentes como entrantes, están mostrando un mejor desempeño de lo que lo hacen las grandes, con excepción de algunas de éstas que comprometen mayor nivel de inversión (nuevamente se estrecha este vínculo), en el marco de una mejora en el clima de los negocios. Ello enciende una nueva esperanza, luego de varios años de pérdida de reservas y caída de la producción agregada (o mayor producción en el caso del gas pero a costa de reservas).

El contexto regulatorio y la injerencia política no permite despejar dudas acerca de si en este nuevo proceso no existirá un posicionamiento puramente especulativo de parte de los nuevos entrantes, quienes se estarían posicionarse transitoriamente sobre algunas áreas para su posterior transferencia, aprovechando algún tipo de discriminación a favor de la nueva inversión (especialmente nacional). En alguna medida creemos que la forma en que se viene desarrollando el proceso de licitación de áreas no sería la más recomendable, como tampoco lo es la forma en que se está renegociando la extensión de algunos contratos de concesión.

Sin dudas todos estos interrogantes se cuelan en una agenda postergada que tiene la industria, mientras se asiste con mucha incertidumbre a un proceso de repatriación de capitales y bajo nivel de inversión exploratorio por parte de las grandes empresas, y de una serie de acciones que no se entiende si responden a presiones políticas o de que tipo. La mejor opción que tiene el sector es generar un debate serio y responsable para trazar una política de desarrollo petrolero y energético de largo plazo. Postergar esa decisión puede tener un efecto irreversible sobre el suministro de energía y la industria petrolera argentina.

Bibliografía

- Adelman, M. (1995), *The Genie out of the Bottle*, The MIT Press.
- Artana, D y L. Soto (1987), *Desregulación en el área de petróleo y gas*, ADEBA.
- Bondorevsky, D. y D. Petrecolla (2003), *Estructura de mercado de gas en Argentina e Integración Energética Regional: Problemas de Defensa de la Competencia*, UADE / Editorial Temas.
- Bravo, V. y R. Kosulj (1993), *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impacto*, Centro Editor de América Latina.
- Brealey, R. y S. Myers (1993), *Fundamentos de Financiación Empresarial*, Mc Graw Hill, 4° edición español.
- CEPAL (2006), *Informe Económico 2006*, Santiago de Chile, diciembre.
- Fiel (1999), *La Reforma de los Servicios Públicos en Argentina*, Buenos Aires.
- Fundación YPF (2004), *Inversión y eficiencia contractual: ¿Qué hace distintos a los Recursos Naturales? Teoría y evidencia para la Argentina*, Premio Repsol YPF 2004 a la Investigación Económica aplicada a la Energía, Recursos Naturales y Medio Ambiente.
- Gadano, N. y F. Sturzenegger (1998), *La privatización de reservas en el sector hidrocarburífero. El caso argentino*, Universidad Torcuato Di Tella.
- Givogri, C. y J. Novara (1987), *Síntesis histórica de la exploración y producción petrolera en Argentina*. Seminario Nuevas Bases para el Desarrollo Petrolero Argentino. ITDT, noviembre.
- Grieco, L., J. González Naya y F. Kohldorfer (2003), *Estimación del Costo del Gas en Cabecera de Gasoducto Troncal*, Secretaría de Energía de la Nación.
- Guadagni, A. (1992), “Hacia la socialización de la renta petrolera y la privatización de la exploración”. *Serie Estudios*, ITDT, julio / diciembre.
- Guerchunoff, P. (1994), “Privatización y Desregulación del Sector Petrolero en Argentina”. *Serie Reformas de Políticas Públicas*, CEPAL, Santiago de Chile.
- Gulisano, C. (2004), “*La exploración onshore en la Argentina: historia reciente, presente y futuro*”. Petrotecnia, febrero.
- Harrison Lovegrove & Co. (2006), *Overview of the Global and LA Oil & Gas Sectors*, septiembre.
- International Energy Agency (IEA, 2006), *International Outlook 2006*.
- Instituto Argentino de la Energía (2007), “El IAE ante la innegable crisis energética”. *Revista Proyecto Energético*, abril / mayo.
- Johnston, J. (1984), *Econometric Methods*, 3ra Edición, Mc Graw Hill.
- Kosulj, R. (2005), “Crisis de la industria del gas natural en Argentina”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N° 88, CEPAL

- Kosacoff, B. (1999), “Las Multinacionales Argentinas. Un nueva ola en los años 90”, *Documento de Trabajo de la CEPAL* N°83.
- Laherrere, J. (2004), *Future of Natural Gas Supply*, ASPO, Berlín.
- Manzano, O. y F. Monaldi (2007), “The Political Economy of Oil Production in Latin America”, Mimeo.
- Mendiberri, H. y O. Carbone (2004), “Cuenca Neuquina: Marco Geológico y Reseña Histórica de la Actividad Petrolera”, en *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, IAPG.
- Montamat, D. (1995), *Economía y Petróleo*, Organización Editorial PV.
- Montamat, D. (2007), *La energía argentina. Otra víctima del desarrollo ausente*, Editorial El Ateneo.
- Montamat & Asociados (2006), “Informe Precios de la Energía”. *Informe mensual*, varios números.
- Navajas, F. y W. Cont, (2004) *Anatomía simple de la crisis energética en Argentina*, AAEP, Buenos Aires, agosto.
- Navajas, F. (2006a), *Perfil Productivo: de los precios de frontera a los contratos incompletos*, Seminario Universidad Austral, abril.
- Navajas, F. (2006b), “Energó-Crunch Argentino 2002-20xx”. Fiel, *Documento de Trabajo* N°89, octubre.
- Oil & Gas Journal (2006), “With prices high, countries revising E&P fiscal regimes”, febrero.
- Prado, O. (2005), “Situación y Perspectivas de la Minería Metálica en Argentina”. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N°91, CEPAL.
- Scheimberg, S. (2004), *Aspectos regulatorios y regionales del mercado del gas natural*. XXXVIII Reunión Anual AAEP, Universidad Nacional de Cuyo.
- Scheimberg, S. (2006), *¿Es necesario ampliar el parque refinador?*, Prensa Energética 3.
- Scheimberg, S. (2007), “Petróleo y Gas: Informe Upstream y Downstream”. *Informe trimestral*. Año 3, Número 1.
- Schiuma, M., G. Hinterwimmer y G. Vergani (2004), *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Turic, M. y J.C. Ferrari (1998), *La exploración de petróleo y gas en Argentina: el aporte de YPF*, YPF S.A., Buenos Aires.
- The Economist, (2006), “Ranking de empresas petroleras mundiales”, 12 de agosto.
- Urbiztondo (2003), “Renegotiation with Public Utilities in Argentina: analysis and proposal”. FIEL, *Documento de Trabajo* N°77.
- UNCTAD (2005), *Distribution of Oil and Mining Rent: Some Evidence from Latin America, 1999-2004*.
- United Kingdom Offshore Operators Association, Press Release (2006), 20 de enero y 20 de junio (<http://www.ukooa.co.uk/media/view-press.cfm/391>).
- Wright, G. and J. Czelusta (2003), *Mineral Resources and Economic Development*, Stanford University, octubre.
- World Energy Council, 2006.

Páginas web

CEPAL, <http://www.eclac.cl/publicaciones/>

Comisión Nacional de Valores (CNV), <http://www.cnv.gov.ar/>

Enargas, <http://www.enargas.gov.ar/>

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), <http://www.iapg.org.ar/>

INDEC, <http://www.indec.gov.ar/>.

Secretaría de Energía, <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

Ministerio de Economía, Indicadores de Coyuntura.
<http://www.mecon.gov.ar/peconomica/informe/indice.htm>

International Energy Agency, http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

United Kingdom Offshore Operators Association, Press Release 20/01/06; 20/06/06
(<http://www.ukooa.co.uk/media/view-press.cfm/391>)

Anexos

Anexo 1

La metodología para hallar el costo por BOE corresponde a la utilización de la ecuación (3) en la que se consideró el costo referido al año 2006, con lo que cada uno de los términos del lado derecho de la ecuación (3) queda planteado en base a dicho costo. Ello nos permite despejar la única incógnita de esta ecuación lineal y llegar a los valores utilizados para construir el Cuadro 1.

El siguiente cuadro contiene toda la información utilizada.

CUADRO A.1
ESTIMACIÓN COSTO POR BOE

Datos de YPF S.A. Año	Producción (en millón BOE)	Inversión Estimada Upstream (Millón us\$)	Inversión en Desarrollo (Millón us\$)	Costo BOE (US\$/Bbl.)	Indice Costo Boe	Costo Boe Base 2006=1	Factor Ajuste
1991	30,13	-640	-211,2		1,20	1,000	0,33
1992	26,05	-585	-193,0		1,19	0,992	0,33
1993	25,04	-754	-248,7		1,18	0,980	0,33
1994	27,03	-1094	-361,0		1,17	0,975	0,33
1995	29,31	-1706	-563,0		1,16	0,967	0,33
1996	30,73	-1245	-410,8		1,15	0,958	0,33
1997	32,15	-1057	-348,9		1,14	0,950	0,33
1998	32,07	-733	-241,8		1,11	0,925	0,33
1999	32,03	-436	-143,9	8,8	1,06	0,883	0,33
2000	29,16	-758	-250,2		1,07	0,892	0,33
2001	26,36	-1698	-560,2		1,06	0,883	0,33
2002	25,51	-621	-205,0		1	0,833	0,33
2003	34,94	-573	-188,9	8,3	1,05	0,875	0,33
2004	33,25	-720	-237,8		1,10	0,917	0,33
2005	30,28	-986	-325,3		1,15	0,958	0,33
2006	28,64	-1308	-431,5	11,6	1,20	1,000	0,33

Fuente: Balances de YPF S.A.

El factor de ajuste es un factor constante que indica qué parte del total de la inversión en el *upstream* constituye inversión en desarrollo. Por otra parte se ha asumido que el costo de extracción es similar al de desarrollo.

Anexo 2

Básicamente el análisis estadístico consistió en comparar la estabilidad de la relación entre ambas variables, con datos trimestrales, a partir del test F de cambio estructural, comparando todo el período muestral 1993-2006 con los subperíodos 1993-2001 y 2002-2006. La metodología está descrita en Johnston (1984). Desde el punto de vista de la demanda las regresiones realizadas fueron las siguientes:

Dependent Variable: CONSUMO GAS (Industria + Usinas)				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1994:1 2006:4				
Included observations: 52 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.200172	1.449671	0.138081	0.8908
CONSUMO(-4)	0.327930	0.098864	3.316967	0.0017
PIB Industrial(-1)	0.236671	0.101463	2.332596	0.0239
CONSUMO(-1)	0.497401	0.108523	4.583359	0.0000
R-squared	0.713616		Mean dependent var	15.37538
Adjusted R-squared	0.695717		S.D. dependent var	0.144812
S.E. of regression	0.079881		Akaike info criterion	-2.142759
Sum squared resid	0.306285		Schwarz criterion	-1.992663
Log likelihood	59.71173		F-statistic	39.86909
Durbin-Watson stat	1.578717		Prob(F-statistic)	0.000000

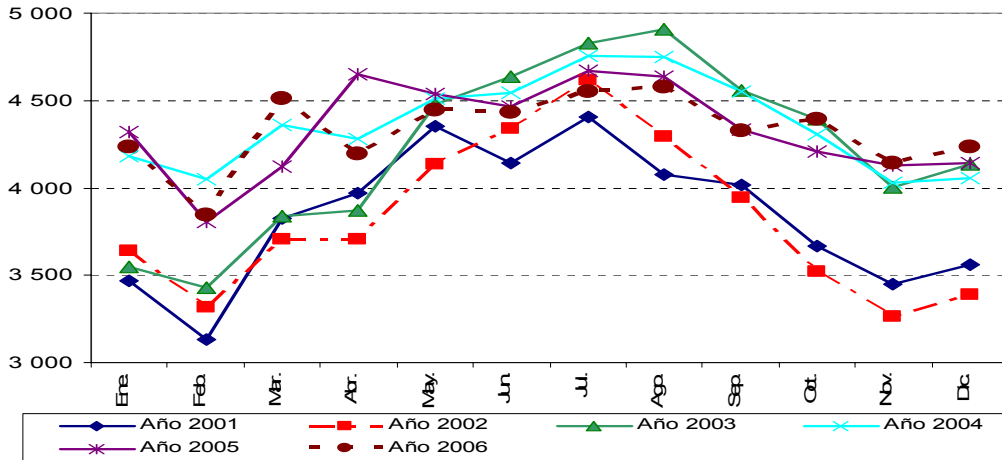
Dependent Variable: CONSUMO GAS (Industria + Usinas)				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1994:1 2001:4				
Included observations: 32 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.310932	2.107614	0.621998	0.5390
CONSUMO(-4)	0.138586	0.106616	1.299858	0.2042
PIB Industrial(-1)	0.142577	0.154930	0.920265	0.3653
CONSUMO(-1)	0.677952	0.128532	5.274584	0.0000
R-squared	0.748756		Mean dependent var	15.32344
Adjusted R-squared	0.721836		S.D. dependent var	0.122859
S.E. of regression	0.064797		Akaike info criterion	-2.518642
Sum squared resid	0.117563		Schwarz criterion	-2.335425
Log likelihood	44.29826		F-statistic	27.81508
Durbin-Watson stat	1.835559		Prob(F-statistic)	0.000000

Dependent Variable: CONSUMO GAS (Industria + Usinas)				
Sample: 2002:1 2006:4				
Included observations: 20				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.812315	3.152475	0.892097	0.3856
CONSUMO(-4)	0.371809	0.212632	1.748604	0.0995
PIB Industrial(-1)	0.428225	0.173544	2.467534	0.0253
CONSUMO(-1)	0.154588	0.192877	0.801485	0.4346
R-squared	0.657971		Mean dependent var	15.45850
Adjusted R-squared	0.593841		S.D. dependent var	0.140872
S.E. of regression	0.089779		Akaike info criterion	-1.806081
Sum squared resid	0.128964		Schwarz criterion	-1.606934
Log likelihood	22.06081		F-statistic	10.25991
Durbin-Watson stat	1.655182		Prob(F-statistic)	0.000521

El test F arrojó un valor de 9,7 el cual queda a la derecha del valor de tabla al 1% de significatividad, con lo cual podría indicar la presencia de un cambio estructural.

Este análisis se complementa con la aproximación gráfica al cambio de patrón de demanda por el cual se elimina la estacionalidad.

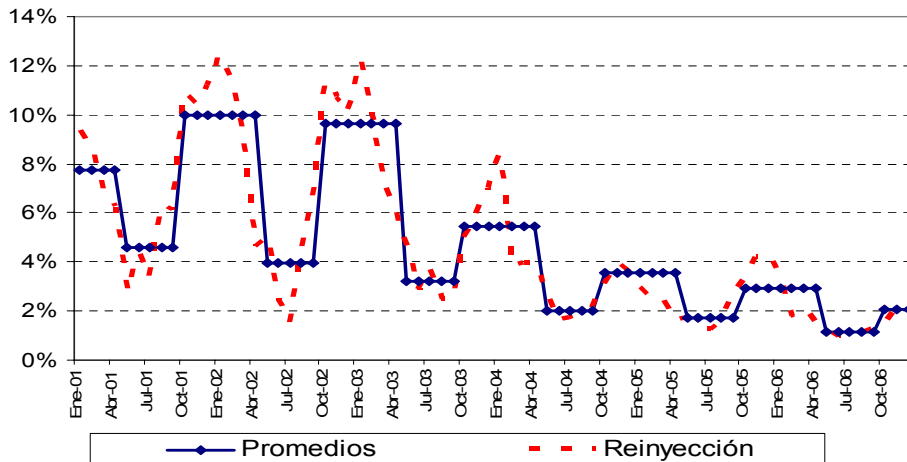
GRÁFICO A.1
OFERTA MENSUAL DE GAS NATURAL
(MMm³)



Fuente: Enargas.

Como resultado se observa una disminución en el almacenamiento de gas en el período estival (la reinyección en el yacimiento), lo cual es consistente con la ausencia de estacionalidad en la demanda; y por otra parte, como efecto colateral, se ha reducido notablemente la presión de los yacimientos más ricos, exigidos por incrementar el suministro.

GRÁFICO A.2
ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN VERANO
(En porcentaje producción)

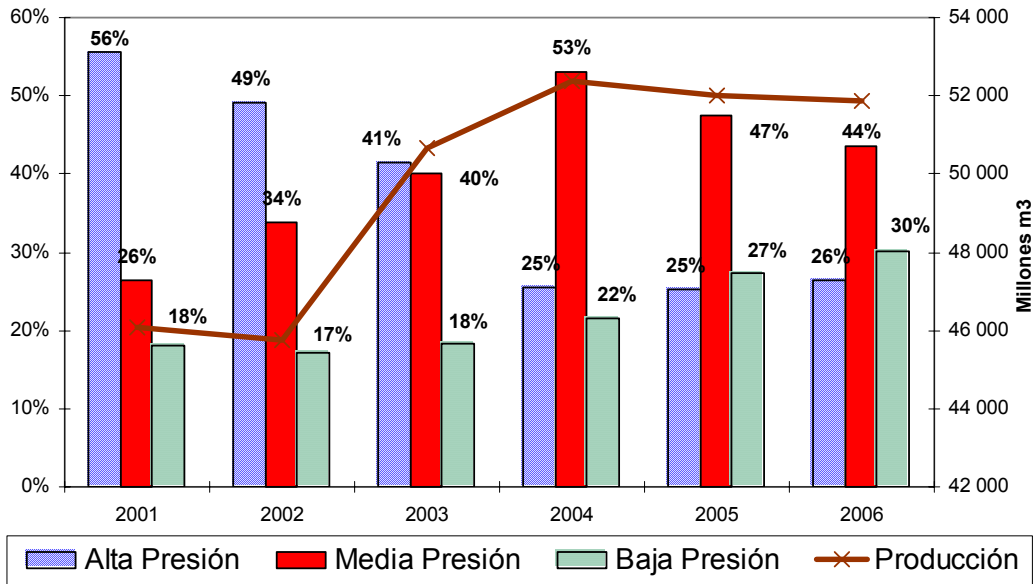


Fuente: Secretaría de Energía.

Nota: Reinyección en formación.

El otro aspecto a resaltar es la disminución de la oferta por parte de los yacimientos de mayor presión, lo que en alguna medida refleja la fatiga de la explotación.

**GRÁFICO A.3
OFERTA DE GAS NATURAL SEGÚN SU PRESIÓN**

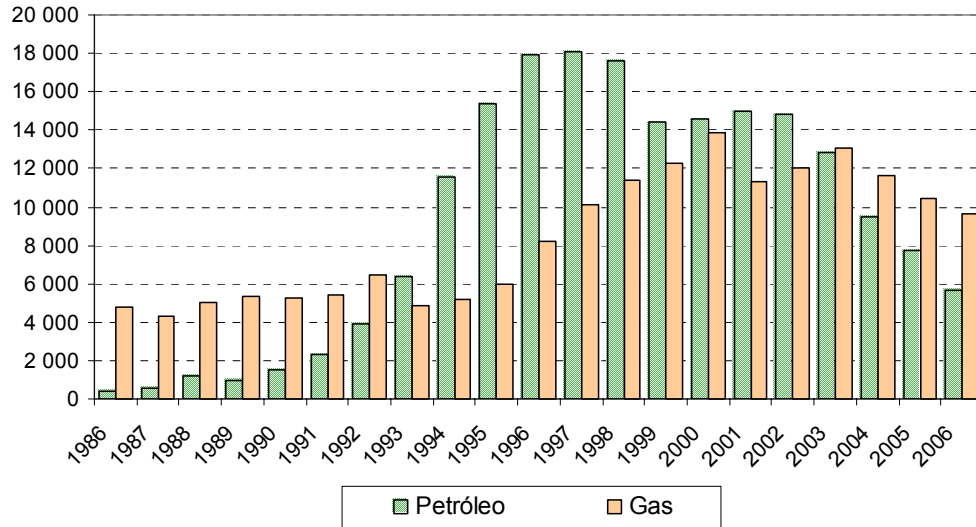


Fuente: Secretaría de Energía.

Anexo 3

Otra forma de presentar el desempeño productivo, particularmente para una industria que estuvo tan obsesionada con el autoabastecimiento, es a través del análisis de los excedentes de gas y petróleo domésticos.

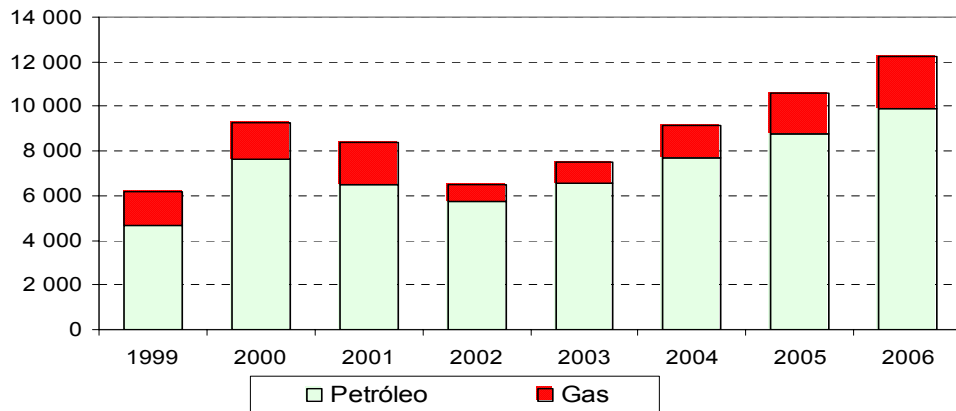
GRÁFICO A.4
PRODUCCIÓN EXCEDENTE DE GAS Y PETRÓLEO



Fuente: IAPG.

Con los datos de facturación por provincia de la Secretaría de Energía hemos reconstruido la serie de ventas. Ella está disponible a partir del año 1999 y dado que esta estadística involucra los ingresos provinciales por regalías, es la que merece mayor confianza de esta fuente. A partir de estos datos se ha realizado el cálculo de renta petrolera.

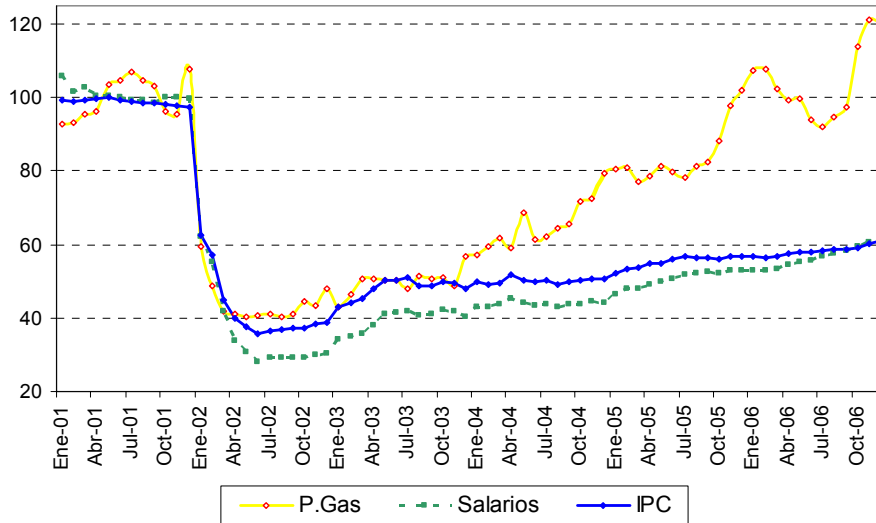
GRÁFICO A.5
FACTURACIÓN EN MILLÓN DE DÓLARES



Fuente: Secretaría de Energía, área de Regalías.

El precio en boca de pozo o precio mayorista obtenido surge del promedio de las ventas realizadas por todas las provincias, e incluye mercado interno y exportaciones.

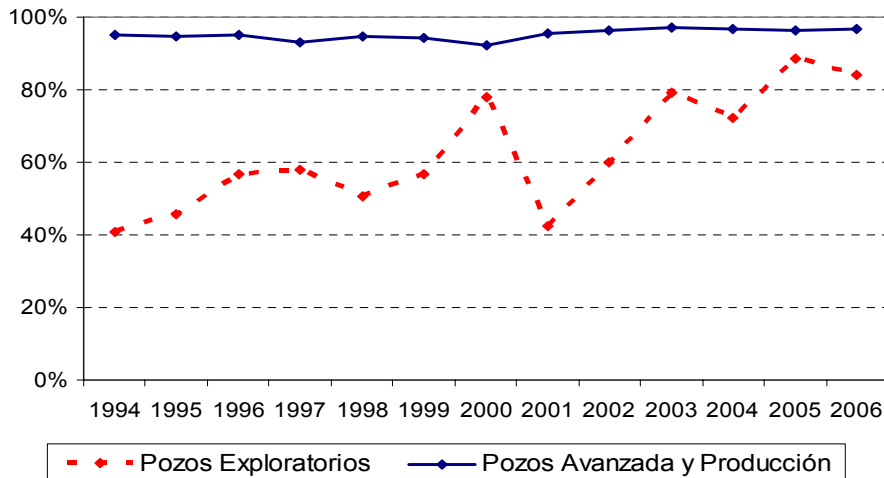
GRÁFICO A.6
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL RESPECTO AL IPC Y SALARIOS
(2001 = 100)



Fuente: Secretaría de Energía, INDEC.

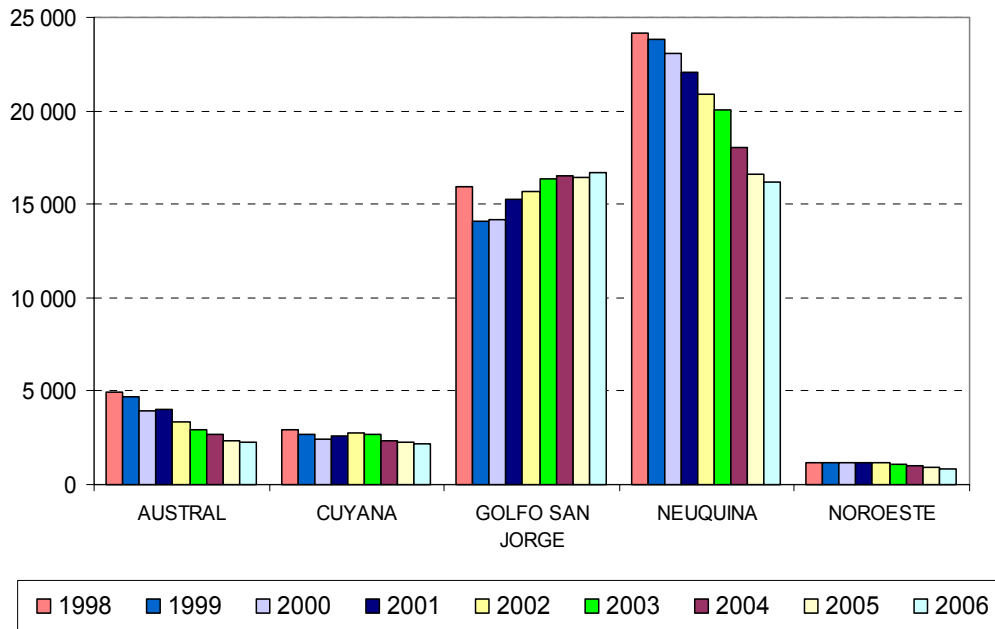
Los datos de pozos del IAPG han sido en ocasiones objetados por las propias compañías que brindan la información. A partir de ella se pudo obtener una relación de éxitos a fracasos la cuál luce muy elevada respecto a los estándares internacionales.

GRÁFICO A.7
ÉXITO EXPLORATORIO



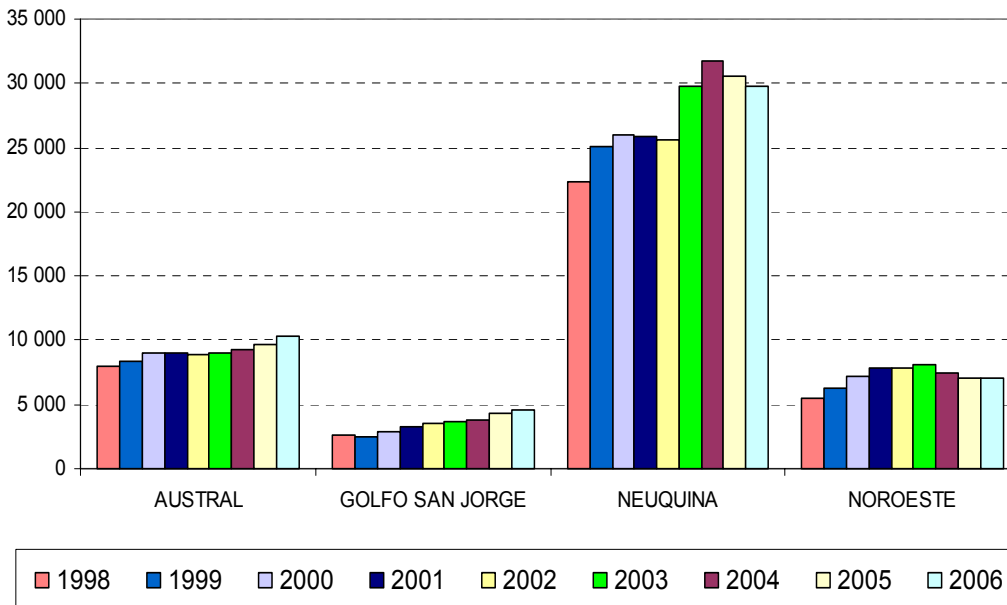
Fuente: IAPG.

GRÁFICO A.8
PRODUCCIÓN PETROLERA POR CUENCA
(Miles m³/año)



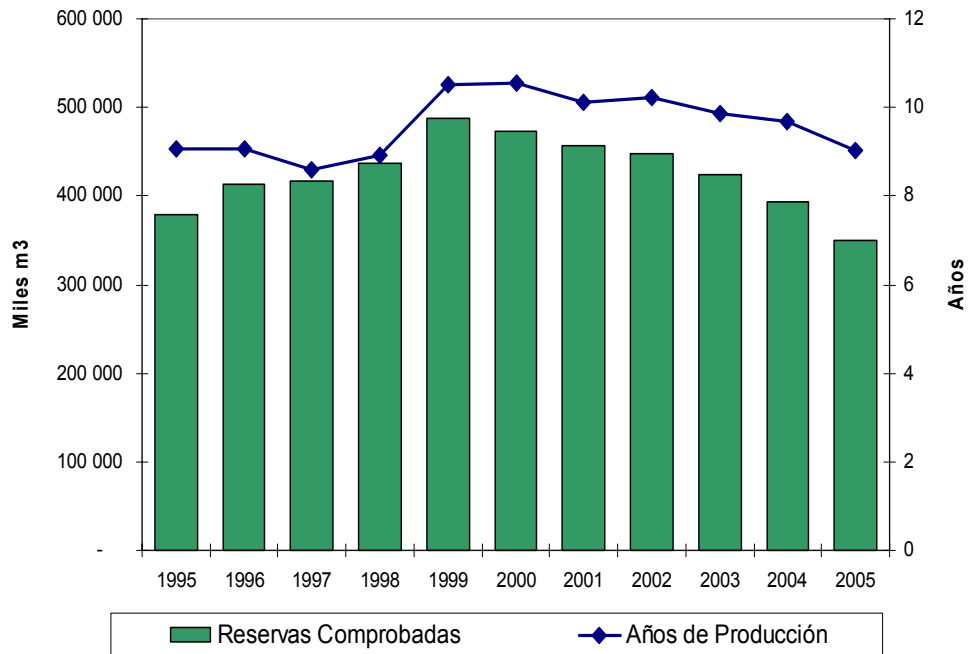
Fuente: IAPG.

GRÁFICO A.9
PRODUCCIÓN DE GAS POR CUENCA
(Millones m³)



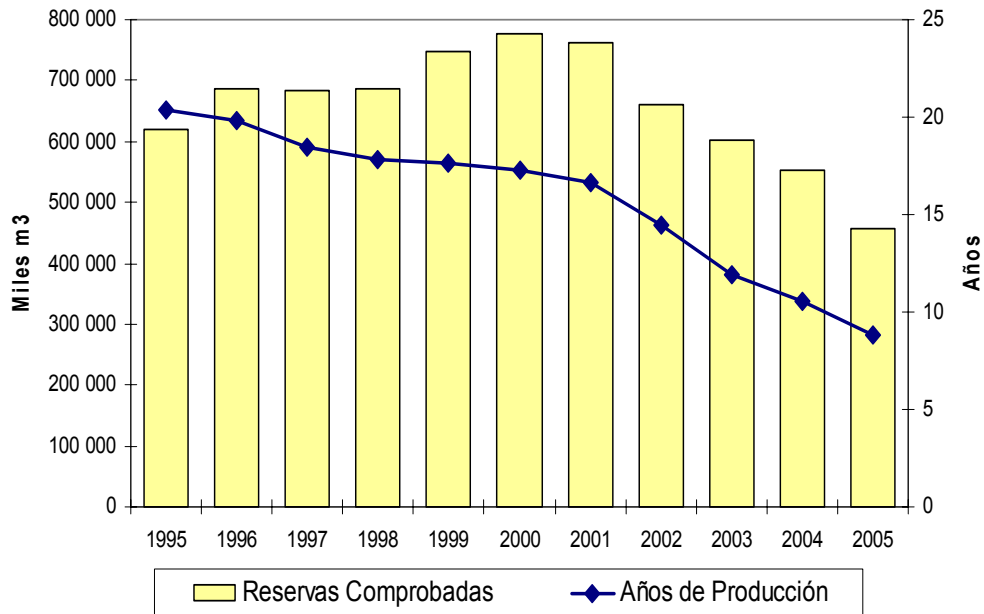
Fuente: IAPG.

GRÁFICO A.10
RESERVAS DE CRUDO Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN



Fuente: IAPG.

GRÁFICO A.11
RESERVAS DE GAS Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN



Fuente: IAPG.

CUADRO A.2
ESFUERZO DE INVERSIÓN Y ESFUERZO EXPLORATORIO POR EMPRESA
(En porcentaje)

	Índice de Esfuerzo Inversión		Índice 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	1 828	1 014
Petro Andina	6 817	1 607	18 709	0
Otras	57	251	0	0
Total	100	100	100	100

Fuente: Scheimberg (2007).