

# EL DESAFIO DE LA EXPLORACION DE PETROLEO Y GAS EN LA ARGENTINA

Gualter A. Chebli, Eduardo E. Pezzi y Guillermo Ibáñez

## INTRODUCCION

Los hidrocarburos, a pesar de la persistencia y el énfasis de pronósticos agoreros, continúan siendo los principales aportantes a la matriz energética mundial, sin que se avizoren reemplazantes ni substitutos eficientes, por lo menos en el mediano plazo. La exploración de petróleo y gas, es decir la búsqueda de reservas auténticamente nuevas, mantiene entonces su rol básico y fundamental para la viabilidad y sostenibilidad futura de la mayoría de las industrias esenciales para el desarrollo moderno. Se trata del eslabón inicial y fundacional de una cadena de valor de una reconocida importancia estratégica. La dependencia del petróleo y el gas en la ecuación energética de la Argentina alcanza casi al 90 % del total de energía primaria.

En las etapas iniciales, tal como se describe más adelante, la búsqueda de hidrocarburos estuvo guiada y controlada por la aparición directa y visible, en superficie, de esos hidrocarburos, en forma de vertientes, manaderos y géiseres. Sin embargo, la exploración moderna de hidrocarburos, como sucede con otras búsquedas de recursos mineros, se ha convertido en una investigación geológica que, usando muy sofisticada tecnología, estudia el conjunto de factores que, combinados conducen a la generación de un yacimiento: roca madre, madurez de esa roca madre, vías y distancia de la migración, configuración de la trampa, reservorios, sello y el *timing* adecuado en que se dan estos factores. El conjunto interrelacionado de estos **elementos esenciales** es modernamente denominado "**Sistema Petrolero**".

Para cualquier caso, el conocimiento y el grado de incertidumbre sobre el comportamiento de cada elemento esencial del Sistema Petrolero, es variable. Estas incertidumbres, en especial las relacionadas con la carga, el reservorio y los límites de la trampa, es decir con la existencia y el tamaño del yacimiento, son las que generan el riesgo geológico y las que caracterizan a la exploración de hidrocarburos como una actividad de riesgo, es decir, de resultados impredecibles y con una probabilidad, cierta y alta, de resultar estéril.

Un prospecto es un rasgo geológico considerado como una trampa potencial que puede contener hidrocarburos, es decir, en donde se cree haber identificado positivamente la mayoría de los elementos esenciales del Sistema Petrolero.

En su descripción resulta crítica la habilidad para valorar y cuantificar los riesgos del prospecto, para determinar si ese riesgo es reducible o si se debe proceder directamente a

su perforación. No obstante, aunque se ejecuten todos los trabajos posibles de dilución del riesgo, nada ni nadie puede, todavía, garantizar el hallazgo de hidrocarburos en una locación dada. Sólo la perforación de un pozo puede resultar conclusiva sobre la presencia económica de petróleo y gas.

En la **Figura # 1** puede verse la distribución de las Cuencas Sedimentarias en la Argentina y se señalan cuáles de ellas son Productivas de Hidrocarburos.

Este artículo está concentrado en un diagnóstico de la situación exploratoria actual, en la propuesta de medidas de superación y en los desafíos que se plantean a todos los actores involucrados para conseguir esa superación. Sin embargo, se lo ha querido iniciar con una reseña histórica de las distintas etapas por las que transitó la exploración de petróleo y gas en nuestro país. Esta historia, de más de 100 años de extensión, tiene muy fértiles ejemplos de la estrecha relación entre la actividad exploratoria y la visión política dominante en cada etapa, de los muy diferentes roles que ha jugado el estado en ese desarrollo, del coraje visionario de ciertos exploradores y empresarios y, finalmente, de las diferencias entre la intención de ciertas propuestas y los resultados de la implementación de esas propuestas. Esta historia es la base y soporte de nuestros diagnósticos, la fuente de nuestras propuestas y el origen de los desafíos que se deben enfrentar.

La situación más repetida, controversial y aún vigente, que surge con mayor claridad de ese desarrollo histórico de la exploración en la Argentina, ha sido la pugna irreductible entre estatistas y privatistas, es decir, sobre el grado de participación de los estados, sea la nación o, ahora, las provincias, en la actividad exploratoria. Con una visión maniquea, los reclamos han sido extremos y exclusivistas. Unos aduciendo que sólo el estado puede explorar anteponiendo el interés común al económico y los otros acusando al estado de explorar priorizando razones políticas en desmedro de las técnico-económicas y de no generar condiciones que propicien la actividad. Un cuadro presentado por Robbiano en el marco del Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (noviembre de 2008) muestra claramente la asociación de resultados de reservas y producción con la política nacional durante los últimos cuarenta años (**Figura # 2**). Consideramos que este antagonismo ha sido negativo y frustrante para el sector. Recién en los últimos tiempos, se están comprendiendo los papeles complementarios y, mejor, suplementarios que pueden, y deben, jugar ambos sectores.

El Estado (nación o provincia) debe asegurar la incentivación, el incremento y la diversificación de la actividad exploratoria mediante acciones legales, fiscales, administrativas y de control de los trabajos efectuados que sirvan al aseguramiento antes mencionado. La exploración de hidrocarburos tiene exigencias muy difíciles de cumplir por los erarios públicos: muy fuertes aportes de capital, alto riesgo, es decir, probabilidades de éxito relativamente escasas y un dominio avanzado de tecnologías de punta. Estas tres exigencias solas parecen abonar el papel subsidiario que recomendamos al estado en la

exploración de petróleo y gas. Este rol se complementa con garantías, tanto en la etapa exploratoria como en las demás de la industria, de un clima social y laboral constructivo y una política competitiva de precios de los hidrocarburos que consolide la ecuación económica de todo el proceso.

El sector privado, por su parte, debe responder con responsabilidad y eficacia ante el nuevo desafío dando continuidad a sus equipos de trabajo y manteniendo una cartera de proyectos en constante desarrollo y renovación. Las medidas de fomento que se establezcan deben usarse para expandir sus inversiones exploratorias, demostrar su capacidad de gestión y, principalmente, para ratificar y consolidar su posicionamiento en el largo plazo. El sector debe aceptar los deberes y compromisos que resultan de su exclusividad en el manejo de la renovación de activos estratégicos de la importancia del petróleo y el gas, no sólo dentro del ámbito de la empresa sino también en el provincial o nacional.

## **LA ETAPA DE LOS HALLAZGOS DIRECTOS**

Se trata de la etapa inicial, la más primitiva y elemental de la historia de la exploración de petróleo en el país. Se ubica este período entre los años 1865 y el clásico 1907, si bien se conocen citas de hallazgos de petróleo ("betún") en crónicas de viajeros y "exploradores" de fines del siglo XVIII. Este período, si bien rudo y embrionario, ofrece la oportunidad de conocer a un conjunto de empresarios, o mejor, de emprendedores, adelantados en su tiempo, que anticipan lo que ahora se llamaría una ventana de oportunidad que se convertiría, luego, en la gran industria argentina. En realidad, el concepto actual de exploración, tomado como un cuerpo de principios y métodos aplicados sistemáticamente a la búsqueda y evaluación de hallazgos de hidrocarburos, no debería incluir esta etapa rudimentaria, en la que el petróleo era buscado en los alrededores de donde aparecía en superficie, sea como manaderos, lagunas o vertientes. La búsqueda era, entonces, más geográfica que geológica.

Tres regiones, dentro de los límites actualmente adjudicados a dos cuencas productivas, seguramente por la relevancia y el impacto visual de sus hallazgos superficiales de petróleo, concentraron el interés de toda esta etapa histórica: la laguna de La Brea en el sureste jujeño, las quebradas transversales (Galarza, Capiazuti, etc) del subandino salteño y los alrededores del cerro Cacheuta, en Mendoza.

La laguna de La Brea, en mérito a su extensión y a la cantidad y precisión de las citas sobre su existencia, es el escenario de los primeros intentos. En 1865 y con el objeto de la evaluación, explotación, elaboración y comercialización de su petróleo, se funda la primera empresa petrolera argentina, la denominada "Compañía de Kerosene de Jujuy" con un capital accionario de 75.000 pesos oro, aportado por 42 accionistas. El entusiasmo y la fe en el futuro de sus fundadores no alcanzaron para superar sus debilidades técnicas

y económicas y la falta regional de una infraestructura de transporte, por lo que la compañía desaparece sin éxitos comerciales. Diez años más tarde, otro empresario jujeño, el Sr. Teodosio López, recibe nuevamente la exclusividad de la explotación de petróleo en la provincia y reactiva la búsqueda y extracción de petróleo en La Brea. López, consciente de las dificultades y costos demandados por el transporte del petróleo, instala *in situ* un primitivo alambique para destilar kerosene y posibilitar su uso en el alumbrado de Salta y Jujuy. El nuevo emprendedor, que comparte el entusiasmo, la confianza y también las debilidades de sus predecesores, sin embargo, suma elementos de innovación y creatividad que, aún hoy, resultan sorprendentes.

La atracción de La Brea y de otros afloramientos subandinos genera dos nuevos intentos empresariales. En 1881 se forma en Buenos Aires la sociedad "Teófilo Sánchez de Bustamante y compañía" que, nuevamente, recibe la concesión exclusiva de la explotación petrolífera en Jujuy y que, en un esfuerzo encomiable, importa un equipo perforador y efectúa, en 1883, el primer pozo de exploración de Jujuy, con resultados negativos que condenan el futuro de la empresa.

Para el caso de las emanaciones de petróleo y gas en las quebradas que disectan las estructuras subandinas en Salta, se debe mencionar la participación de un personaje singular, el Sr. Francisco Tobar, una mezcla de pionero, aventurero y patriota que concita singular admiración. Tobar consigue, a principios de 1907, autorización de la provincia de Salta para explorar la quebrada de Galarza, en donde realiza socavones y pozos a pala, para, finalmente, ubicar y perforar cuatro pozos con una profundidad máxima de 241 m, tres de los cuales son productivos de petróleo. Tobar denominó a su hallazgo "Mina Republica Argentina" y continuó su infatigable tarea hasta el año 1928, en que cedió su autorización a YPF que continuó su desarrollo ahora ya como yacimiento Vespucio.

El caso de los inicios históricos relacionados con Cacheuta contiene elementos distintivos: aquí ya existió un estudio geológico del yacimiento elaborado por Alfredo Stelzner en 1885; y hubo intentos previos, incluyendo perforación de pozos (*circa* 1880) e intentos comerciales, que produjeron una curva de aprendizaje que culmina, en el año 1886, con la creación de la "Compañía Mendocina de Petróleo" la que aporta elementos de modernidad absolutamente inusuales en la época: capacidad económica (llegó a tener un capital de \$ 1 millón en 1890), racionalidad y solvencia técnica y una fuerte influencia en el gobierno provincial, fruto del prestigio de algunos de sus accionistas (Emilio y Francisco Civit, Carlos Fader, Guillermo White, etc). La compañía recibe un área muy importante y se la exime del pago de cánones. El poderío de la nueva compañía se evidencia desde sus inicios, con la contratación de un geólogo propio, la importación de equipos y personal técnico de perforación, la perforación de 30 pozos de delineación y desarrollo y el tendido de un oleoducto de 35 km de extensión que conectaba al yacimiento con el ferrocarril en la ciudad de Mendoza. Ciertas dificultades técnicas: declinación de los pozos, contenido de parafina del petróleo, fracasos en exploraciones en el norte, disminuyen la actividad de la

compañía que, a pesar de intentos de reactivación, abandona completamente sus trabajos en 1897 con una producción acumulada del orden de los 9.000 m<sup>3</sup>.

Esta etapa inicial ha sido dura, difícil y hasta cruel, al enfrentar el entusiasmo de unos pocos con la indiferencia generalizada de los demás, incluyendo los gobiernos; en medio de situaciones técnicas, geográficas y climáticas muy hostiles; sufriendo los ataques de monopolios (por ejemplo, del carbón) amenazados por la calidad del nuevo producto, con limitaciones económicas que no podían suplirse con dedicación y con debilidades técnicas y de equipamiento que tampoco podían ser reemplazados con ánimo y empeño.

Se cierra así, rica en intenciones pero huérfana de resultados la etapa fundacional de una de las industrias más pujantes del país, dejando algunas enseñanzas que se estima aún valderas: la necesidad de apoyo de parte de los gobiernos, la exigencia de contar con medios técnicos, de capital y de equipamiento para afrontar la actividad y un primer perfil del empresario explorador de petróleo y gas: ambicioso, afecto al riesgo y lleno de confianza en sí mismo, en su empresa y en el futuro del país.

## **EL APOORTE EXPLORATORIO DE YPF – PERÍODO 1923-1990**

Parte de este trabajo está enfocado, principalmente, a reseñar el esfuerzo exploratorio de las compañías privadas en el país, pero resulta ineludible mencionar el accionar de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, que dio lugar al descubrimiento de los más importantes yacimientos conocidos.

Cumplida la etapa precedente, en la que actuaron varias compañías privadas, la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología (dependiente del Ministerio de Agricultura de la Nación) y la Dirección General de Explotación del Petróleo en Comodoro Rivadavia, se produce un cambio sustancial cuando el presidente Hipólito Yrigoyen crea, por un decreto del 3 de Junio de 1922, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, con rango de Dirección General, es decir con igual nivel que Minas, Geología e Hidrología, siempre en la órbita del Ministerio de Agricultura.

El 19 de Octubre de 1922 se designa Director General de la nueva repartición al entonces teniente coronel Enrique Mosconi, quien se aboca con empeño a organizar una empresa integral de hidrocarburos. Para cubrir distintas funciones clave de la organización recurrió a la contratación de personal extranjero especializado promoviendo, al mismo tiempo, la formación de técnicos y profesionales argentinos. En ese aspecto, conciente de la importancia de la geología en el desarrollo de los campos petroleros y para la incorporación de nuevos yacimientos mediante la exploración, designa en febrero de 1923 a Guido Bonarelli a cargo de la División Geología.

Superando numerosas dificultades el accionar de YPF fue creciendo, acompañado por medidas gubernamentales favorables. El 10 de enero de 1924 se establecen áreas de reserva petrolera estatal, ampliando las del sur e incorporando otros territorios nacionales. Decretos de noviembre de 1930 determinan la ampliación de las áreas reservadas de 1924, incluyendo Tierra del Fuego y autorizan a YPF a explorar y producir petróleo en Salta, algo que no se había podido conseguir con anterioridad. Pero es recién en 1934 cuando el Gobierno Nacional a través de un decreto ratificado por el Congreso en 1935, limitó las concesiones privadas, ratificando a las existentes en ese momento y transformando al resto del país en una gran reserva de YPF. Como consecuencia, la empresa estatal se expandió con rapidez en las provincias, especialmente en la de Mendoza, donde ya estaba operando a partir de la transferencia efectuada en 1931 por la Compañía Mendocina de Petróleo de sus derechos de explotación minera.

Por recomendación de Bonarelli, en 1925, se incorpora a la División Geología Egidio Feruglio y luego Enrique Fossa Mancini, junto con otros destacados profesionales que fueron maestros de las generaciones posteriores. Debe destacarse especialmente a Fossa Mancini, que dirigió la exploración de YPF desde 1928, luego del retiro de Bonarelli, poniendo gran interés en apoyar la formación de geólogos en el país al promover, en 1932, la instalación de un régimen de becas para estudiantes universitarios.

Esta vocación de transmitir conocimientos se perpetuó como tradición de la Gerencia de Geología y posteriormente de la Gerencia de Exploración, dando lugar a la formación de profesionales muy capacitados, muchos de los cuales han actuado o actúan en forma destacada en la mayoría de las empresas que operan en el país o lo hacen en forma independiente.

La Gerencia de Geología de YPF fue organizada con una conducción en la Sede Central en Buenos Aires y Distritos Geológicos y Geofísicos instalados en cada una de las cuencas productivas para llevar a cabo una exploración/explotación organizada y sistemática de todo el territorio argentino, pues en los Distritos Geológicos o en la misma Sede Central también se avanzaba en la investigación de las Cuencas no Tradicionales. En 1963 se creó la Gerencia de Exploración con tareas más específicas.

En este marco, la exploración del país por YPF avanzó, incorporando conocimientos, con la aplicación de adelantos tanto tecnológicos como científicos, y así se fueron sucediendo los descubrimientos, con una fuerte vocación exploratoria que llevó, en algunas ocasiones, a desestimar la viabilidad económica de los proyectos.

Los descubrimientos de YPF en cada una de las cuencas, citando sólo los más importantes en cuanto al volumen de hidrocarburos incorporado (mayores a 10 MMm<sup>3</sup> en reservas de petróleo equivalente), se produjeron según la siguiente secuencia (Schiuma *et al*, 2002 [1]):

---

[1]: *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, 2002: V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG*

**Cuenca del Golfo San Jorge:** Escalante (1930), El Trébol (1935), Pampa del Castillo-La Guitarra (1935), El Tordillo (1936), Cañadón Seco (1944), Cañadón León-Meseta Espinosa (1947), Meseta Espinosa (1949), El Cordón (1954), Pico Truncado (1956), Cerro Dragón (1957), Cañadón Grye (1957), El Huemul (1957), Cañadón Minerales (1959), Koluel Kaike (1960), Las Heras (1960), Tres Picos (1961), Piedra Clavada (1961), Cañadón Escondido (1961), Zorro (1962), Valle Hermoso (1964), Lomas del Cuy-El Guadal (1974) y Los Perales-Las Mesetas (1975).

**Cuenca Neuquina:** Centenario (1961), Charco Bayo-Piedras Blancas (1962), El Medanito-25 de Mayo (1962), Señal Picada (1963), Puesto Hernández (1968), Estación Fernández Oro (1969), Aguada Pichana-Aguada del Rodeo (1970), Aguada San Roque (1971), Loma de la Lata (1977), Cañadón Amarillo (1977), Valle del Río Grande (1977), Filo Morado (1984), Loma Las Yeguas (1985) y Lomita Sur (1988).

Hasta el hallazgo del yacimiento Centenario los campos descubiertos eran de menor magnitud que los del Golfo San Jorge.

**Cuenca Cuyana:** Tupungato (1934), Barrancas (1939), Piedras Coloradas (1953), La Ventana (1957), Punta de las Bardas (1957), Vacas Muertas (1958), Vizcacheras (1962) y Estructura Cruz de Piedra (1968). Desde este último, en más de cuarenta años, ningún campo de gran importancia se ha incorporado a la producción en la Cuenca, con excepción de Ugarteche (1974) que es bastante menor que los anteriores.

**Cuencas del Noroeste:** Tranquitas (1930), Campo Durán (1951), Madrejones (1953), Caimancito (1969), Ramos (1977) y Macueta (1983). Aunque menor que los anteriores, debe mencionarse el descubrimiento de Palmar Largo (1984) ya que permitió la extensión hacia el este de la frontera exploratoria.

**Cuenca Austral:** La Sara (1957), Cerro Redondo (1962), Cóndor (1962), San Sebastián (1963), Cañadón Piedras (1966) y Cañadón Alfa (1971).

YPF realizó un gran aporte en la investigación de las Cuencas no Tradicionales, continentales, mixtas y marinas, realizando importantes trabajos de geología de superficie, relevamientos gravimétricos y magnetométricos, registración de sísmica de refracción y reflexión y la perforación de numerosos pozos de estudio y exploratorios. Pueden citarse como ejemplo las cuencas Chacoparanense, Ñirihuau, Bolsones Intermontanos, Cañadón Asfalto, El Tranquilo, etcétera.

En cuanto a los montos de inversión por parte de la compañía estatal, si bien resulta dificultoso establecerlo con precisión, pudo verificarse que durante el período en que funcionó la Gerencia (luego Dirección) de Exploración, es decir, entre 1963 y 1991, el promedio anual del presupuesto destinado a exploración fue de **u\$s 230.000.000**.

Mucho se ha polemizado acerca de la eficiencia de la YPF estatal en el negocio petrolero. Puede aceptarse que, como brazo ejecutor de las mutantes políticas hidrocarburíferas ensayadas en el país, la empresa tuvo una relativa visión comercial de la exploración y cierta confusión entre éxito geológico y éxito económico. Pero, no puede dejar de resaltarse su rol como formadora de muchas generaciones de exploradores de muy alto nivel técnico. Prueba de ello es que sus planteles han nutrido desde su privatización (y aún antes) los cuadros profesionales y directivos de la casi totalidad de las empresas petroleras que actúan en el país y de varias compañías que lo hacen en el exterior.

## **LA EXPLORACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS PRIVADAS**

Una vez finalizada la etapa de los empresarios "pioneros" hacen su aparición las primeras compañías privadas internacionales, en el marco de una legislación no muy bien definida. En este caso ya se trata de empresas sin problemas de capital ni financiamiento, con los conceptos técnicos y las herramientas disponibles en ese entonces y, sobre todo, con su staff ya familiarizado con los aspectos del riesgo, tanto geológico cuanto económico.

Es durante la presidencia de Arturo Frondizi y, en el marco de su plan de reactivación petrolera, cuando una serie de compañías internacionales hacen irrupción en la Argentina. La mayoría de los contratos suscriptos lo eran, fundamentalmente, en el área de producción. Otros, se referían a exploración, principalmente, en el *off shore*.

De ese período data la actividad de las siguientes empresas: Union Oil, Continental, Cities Services, Hunt Oil, Agip, Kerr Mc Kee, Tennessee, Sinclair, Shell, Phillips y Sun Oil.

El resultado de esas tareas exploratorias, al menos en la Plataforma Continental Argentina, fue casi totalmente negativo. Con dos pequeños descubrimientos en la Cuenca del Golfo San Jorge Marina, los demás pozos exploratorios perforados resultaron estériles. No obstante, el cúmulo de información obtenida fue realmente significativo y sirve de base para nuevos conceptos exploratorios en la región. Varias decenas de miles de kilómetros de sísmica 2D son registrados en ese lapso.

Recién después de 1979, fecha en que se sanciona la Ley de Contratos de Riesgo, las empresas privadas vuelven a incursionar en la Plataforma Continental y en algunas áreas continentales. En el mar actúan Total, Esso, Occidental y Shell que adquieren una significativa cantidad de líneas sísmicas 2D y perforan un buen número de pozos.

De fundamental importancia resultó, en 1985, el lanzamiento del denominado "Plan Houston", mediante el cual se convocó al capital privado a encarar tareas exploratorias. La principal modalidad consistió en que la empresa privada encaraba por sí sola el riesgo geológico y económico de los proyectos como contratista de YPF. Ante un descubrimiento comercial y, en función de la magnitud del mismo, la empresa estatal se asociaba con el permisionario en diferentes proporciones para ingresar, juntos, a la explotación del yacimiento descubierto. El éxito del plan quedó demostrado por el hecho de que, a partir

de su lanzamiento, en aproximadamente tres años, se adjudicó más de un centenar de áreas exploratorias. El precio que YPF abonaba por la producción estaba ya establecido en el texto de los correspondientes contratos. Resultó llamativa la cantidad de Permisos de Exploración sobre bloques localizados en cuencas aún no productivas, en especial, en la Chacoparanense, que concitó 29 adjudicaciones.

Se reseñan a continuación la cantidad de trabajo realizado y los volúmenes de inversión totales por parte de las empresas privadas. **Debe consignarse que el número de pozos que se transcribe corresponde a la totalidad de los perforados. En cuanto a los montos de inversión, deben ser considerados como parciales y mínimos, lo mismo que los kilómetros reales de sísmica adquirida. Debe comprenderse que resulta muy dificultoso acceder a los valores completos y totales de estos conceptos debido a falencias en los registros oficiales. Se aclara, también, que en este rubro se ha incluido a YPF y Repsol-YPF desde la privatización de la empresa petrolera estatal (1992).**

Históricamente, el capital privado, ha registrado en el territorio continental y la Plataforma **93.400 km de sísmica 2D**; más de **5.000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D**. Las inversiones (mínimas) en sísmica ascendieron a algo más de **u\$s 320.900.000**.

Con respecto a la perforación de pozos exploratorios, dichas compañías, perforaron **783**, lo que significó una inversión (mínima) de **u\$s 2.658.690.000**.

En la siguiente tabla se consignan los trabajos e inversiones privadas históricas en cada una de las cuencas hasta mayo de 2010. Estos valores corresponden solamente a los publicados y se advierten faltantes, en especial en las superficies cubiertas por sísmica 3D.

<b>CUENCA</b>	<b>SÍSMICA 2D (km)</b>	<b>SÍSMICA 3D (km<sup>2</sup>)</b>	<b>INVERSIÓN EN SÍSMICA*</b>	<b>POZOS EXPLORATORIOS</b>	<b>INVERSIÓN EN POZOS*</b>
<b>Chacoparanense</b>	14.686	----	74,03	10	37,9
<b>Golfo San Jorge</b>	4551	226	26,73	33	48,50
<b>Austral</b>	4852	358	31,46	72	288,15
<b>Cuyana</b>	653	----	3,31	13	35,4
<b>Neuquina</b>	17903	2295	95,29	442	1004,24
<b>Cretácica del NO</b>	4093	----	20,78	27	128,8
<b>Paleozoica del NO</b>	-----	----	----	31	213,4
<b>Gral. Levalle</b>	1157	----	5,8	1	9,5
<b>Claromecó</b>	1270	----	6,4	8	13,9

<b>Cuyana y Bolsones</b>	2504	----	12,56	7	11,8
<i>Off shore</i>	41639	677	43,94	139	867,1

\* Millones de u\$s

Históricamente, entre los principales descubrimientos y posterior desarrollo de yacimientos como consecuencia de la actividad privada en la exploración, merecen destacarse los que se mencionan a continuación.

Durante la última década, **Pan American Energy** ha definido y desarrollado un importante potencial exploratorio, principalmente gasífero o de gas con alta relación de líquidos, en niveles profundos hasta entonces desestimados de su Área de Producción Cerro Dragón, considerada hasta hace poco como un área exclusivamente petrolífera, muy madura y condenada a la declinación. El precipitante de este nuevo potencial ha sido la aplicación de las más modernas técnicas de procesamiento e interpretación de atributos de la sísmica 3D adquirida en la comarca, especialmente sobre estructuras conocidas. Los primeros esfuerzos resultaron en el descubrimiento de gas y condensado en niveles tufíticos alterados de la base de la Formación Mina El Carmen y en el posterior redesarrollo de los yacimientos Valle Hermoso y Tres Picos. La continuidad de esta línea de investigación condujo al descubrimiento de un nuevo e importante *pool* gasífero en Tres Picos, esta vez en niveles de la Formación Pozo D-129. Una reciente reactivación exploratoria, catalizada por la certidumbre de la extensión de los tiempos contractuales del área, ha generado los descubrimientos gasíferos de El Coirón y Trahuil y el petrolífero de Río Chico Profundo. Todos ellos constituyen nuevos ejemplos de la habilidad técnica de PAE para detectar y definir, mediante caracterización sísmica, la presencia de hidrocarburos y de reservorios en niveles profundos de la Cuenca del Golfo de San Jorge.

La producción actual de estos yacimientos es de 17300 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 8500 Mm<sup>3</sup>/d de gas.

Por su parte, en la Cuenca Paleozoica del Noroeste, en las zonas de Acambuco, Macueta y San Pedrito, Pan American Energy realizó descubrimientos que actualmente producen 800 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 7064 Mm<sup>3</sup>/d de gas.

En la Cuenca Neuquina, **Occidental**, a fines de la década de los '80 y principios de los '90, tuvo los descubrimientos, hoy en poder de Chevron, de Estancia Vieja, Puesto Flores y Puesto Prado que, actualmente, aportan 25 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 3,5 Mm<sup>3</sup>/d de gas.

**Petrolera Argentina San Jorge** en la misma cuenca descubre El Trapial que hoy, en manos de Chevron, produce 6.500 m<sup>3</sup>/d de crudo y 700 Mm<sup>3</sup>/de gas.

El más significativo e importante de los descubrimientos a partir de la actividad exploratoria corresponde a consorcio liderado por **Total** e integrado, también por **Pan American Energy** y **Wintershall** en la Cuenca Marina Austral con los yacimientos Hydra, Argo, Kaus y Aries. Actualmente aportan 1962 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 12342 Mm<sup>3</sup>/d de gas. En

estos días incorporará 5 Mm<sup>3</sup>/d adicionales de gas que conectará a la reciente ampliación del gasoducto transmagallánico desde Carina.

Volviendo a la Cuenca Neuquina **Petroandina Resources** (recientemente adquirida por Pluspetrol), en la zona de Gobernador Ayala y sus alrededores, produce actualmente casi 5.000 m<sup>3</sup>/d de crudo y 160 Mm<sup>3</sup>/d de gas.

En la misma cuenca **Petrolífera Petroleum**, en Rinconada-Pto. Morales aporta 620 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 147 Mm<sup>3</sup>/d de gas.

También en la Neuquina, **Entre Lomas S.A.**, en Entre Lomas y Agua Amarga, en la actualidad produce 1800 m<sup>3</sup>/d Po y 884 Mm<sup>3</sup>/d Gas.

Finalmente, en la Cuenca Cuyana, **Chañares Herrados S.A.**, en Chañares Herrados y vecindades se producen actualmente 680 m<sup>3</sup>/d de petróleo después de una reciente campaña de adquisición sísmica 3D y la perforación de varios pozos.

## **LA TRANSFERENCIA DEL NEGOCIO PETROLERO Y LA EXPLORACION AL DOMINIO PROVINCIAL**

El traspaso desde la Nación a los ámbitos provinciales del gerenciamiento de los recursos hidrocarburíferos tiene sustento legal, principalmente, en las siguientes normativas:

- Artículo 124 de la Constitución Nacional (reforma de 1994)
- Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1955/94 (Áreas "en transferencia" a las Provincias)
- Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 546/03 (Reconocimiento a las Provincias del derecho de administrar sus recursos energéticos y resguardar la información hidrocarburífera)
- Ley 26197 (Ley "corta" de Hidrocarburos, de enero de 2007)

Este hecho, generado desde la reforma de la Constitución Nacional y perfeccionado con los Decretos del Poder Ejecutivo, leyes nacionales y provinciales, se constituyó en un claro salto positivo en términos exploratorios.

Un sucinto inventario sobre los nuevos permisos de exploración emergentes de este cambio de dominio y de los correspondientes montos de inversión comprometidos y garantizados permite advertir que, desde que las provincias han asumido el gerenciamiento de los hidrocarburos hasta la fecha, **se han adjudicado 166 áreas exploratorias**. Esta cantidad involucró compromisos de inversión (sólo considerando el primer período exploratorio) por un total de **u\$s 1.730.672.500**. Ambas magnitudes superaron holgadamente el interés demostrado por la actividad privada durante los más de once años de vigencia (1992-2003) del último Plan Exploratorio Nacional (Plan Argentina) pergeñado por la Secretaría de Energía de la Nación.

Pero, no todas son rosas si se analiza en detalle qué ocurrió en cada una de las provincias que asumieron el nuevo desafío.

**Neuquén** es la primera provincia en licitar áreas exploratorias basándose, exclusivamente, en la reforma de la Constitución. De tal manera, entre 2001 y 2004 **adjudica 19 bloques** obteniendo compromisos de inversión (por el primer período exploratorio) del orden de **u\$s 203.800.000**. Sólo una de esas áreas se adjudica a un actor sin antecedentes en la industria.

Con posterioridad a esa primera ronda de licitaciones, la provincia modifica su legislación petrolera, crea una empresa estatal de hidrocarburos (Gas y Petróleos de Neuquén S. A.) y vuelve a convocar al mercado en sucesivos llamados. Como consecuencia de esta actividad, a la fecha, **ha adjudicado 36 nuevos bloques** y tiene pendiente de adjudicación **otros 8**. Vale destacar que, de esta serie, 25 áreas han sido otorgadas a compañías petroleras reconocidas. Los compromisos de inversión, difundidos no en todos los casos, suman unos **u\$s 270.000.000**.

**Santa Cruz**, en una única ronda licitatoria, **adjudicó 14 áreas**. Dos empresas sin antecedentes exploratorios se adjudicaron siete bloques cada una. Los compromisos ascendieron a **u\$s 110.045.000**.

**Chubut**, por su parte, **otorgó 12 permisos de exploración**. Uno de ellos a una empresa con experiencia. De los 11 restantes, recientemente, 3 de ellos se transfirieron a una petrolera. Los compromisos de inversión totalizaron **u\$s 94.600.000**.

**Mendoza** adjudicó **12 bloques exploratorios**. Sólo 4 de ellos a empresas petroleras reconocidas. La inversión comprometida fue de **u\$s 290.768.000**.

**Salta** otorgó **16 áreas exploratorias**. Tres de ellas a empresas petroleras experimentadas. De los 13 restantes ya tuvo que rescindir 4 contratos por falta de cumplimiento de sus obligaciones. La inversión originariamente comprometida ascendió a **u\$s 239.165.000**.

**La Pampa** adjudicó **13 permisos de exploración**, 6 de ellos a petroleras con trayectoria. Los compromisos de inversión totalizaron **u\$s 32.000.000**

**Río Negro**. En sucesivas rondas licitatorias **otorgó 19 áreas**, de las cuales 12 lo fueron a compañías petroleras experimentadas. Las inversiones comprometidas llegaron a **u\$s 616.691.500**.

**San Juan**. Adjudicó **un** bloque a una petrolera de enorme trayectoria y **dos más** a una empresa sin antecedentes exploratorios. Compromisos: **u\$s 22.278.000**.

**La Rioja.** Otorgó **dos bloques** exploratorios. Uno de ellos a una petrolera experimentada. El compromiso de inversiones se estima en un mínimo de **u\$s 7.500.000**

**Córdoba.** Adjudicó **ocho Permisos de Exploración**, todos a un par de empresas sin antecedentes. El monto de inversiones comprometido alcanzó los **u\$s 66.125.000**. De acuerdo con información periodística, recientemente rescindió todos los contratos por incumplimiento.

**San Luis.** Ofreció y adjudicó **tres áreas** a una empresa desconocida en la industria. No se informó el compromiso de inversión.

**Formosa.** Adjudicó **un bloque** a una empresa sin antecedentes exploratorios. El compromiso de inversión fue de **u\$s 1.500.000**

Si bien estos datos son claramente auspiciosos y muestran un fuerte incremento de la actividad exploratoria, deben señalarse algunos aspectos negativos que neutralizan, parcialmente, el hecho positivo.

En efecto, en el detalle señalado puede observarse que, del total de las adjudicaciones, 85 áreas exploratorias fueron otorgadas a empresas sin experiencia en la actividad o bien que les resultaría difícil garantizar el financiamiento de inversiones de riesgo verdaderamente elevadas (de acuerdo con sus propias ofertas).

Otro hecho que se considera atentatorio con respecto al éxito de esta nueva modalidad reside en que cada provincia ha elaborado su propia legislación hidrocarburífera. Ello se tradujo en pliegos de bases y condiciones de licitación y modelos de contratos muy disímiles entre sí y que, en algunos casos, llegan a desalentar a los eventuales interesados.

Finalmente, puede advertirse que varias de las provincias que han licitado o están próximas a iniciar los procesos convocatorios no cuentan con una estructura sólida en el tema o, peor aún, adolecen de la falta de un plantel técnico, legal y administrativo acorde con la necesidad de organizar información primaria y/o efectuar el seguimiento y las verificaciones de cumplimiento (cuantitativo y cualitativo) de las obligaciones durante el desarrollo del proceso exploratorio.

Independientemente de lo señalado en estos últimos dos párrafos, la agresiva actitud emprendida por las provincias, varias de ellas organizando buenos Bancos de Datos, proponiendo alicientes técnicos y tributarios y desarrollando una serie de Concursos Públicos Internacionales constituye, sin lugar a dudas, un importante y concreto avance al incentivar y reactivar la mermada tarea exploratoria en pro del objetivo de reducir la

fuerte caída del nivel de reservas de petróleo y gas. A la fecha ya se han producido resultados positivos pues, por ejemplo en Río Negro, se han descubierto seis nuevos yacimientos cuya envergadura se conocerá luego de los correspondientes desarrollos.

Este nuevo protagonismo hace que los estados provinciales se hayan convertido en naturales interlocutores de la industria. Muchos de ellos elaboraron legislación provincial actualizada y generaron condiciones de contratación alentadoras para la inversión.

## **DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EXPLORACIÓN**

- 1) Las tablas y gráficos de las **figuras 3** a la **12** muestran con absoluta claridad la evolución histórica, en particular durante los últimos años, de reservas, producción y números de pozos exploratorios perforados que contribuyeron a la situación actual de la industria. La declinación de la actividad y el estancamiento de las reservas hacen imperativo un relanzamiento, en cantidad y en calidad, de la exploración de petróleo y gas en el país. Indicadores como la "vida de reservas" y la "relación de reemplazo de reservas" demuestran claramente que se está atravesando un período de fuerte caída en la inversión y en los resultados exploratorios y que esta caída debe ser destacada como alarmante, porque afecta fuertemente al futuro, tanto de la industria como de la nación.
- 2) Las empresas han seguido estrategias no confrontativas que han posibilitado acercamientos con las autoridades y la adopción reciente de ciertas medidas de fomento (planes "Petróleo Plus" y "Gas Plus") que se estiman como alentadoras, aunque insuficientes.
- 3) El gobierno nacional ha encarado la reversión de la caída de las reservas y de la producción de petróleo y gas, mediante la implementación de los planes Petrónimo Plus y Gas Plus, a partir de fines del 2008. Estos planes incluyen un sistema de créditos fiscales basados en la performance y aplicables sobre casos específicos de áreas con: a) aumentos en la producción y, b) reemplazo de las reservas probadas totales, actuando cada criterio en forma independiente y, en ambos casos, sobre valores básicos prefijados. Los créditos fiscales pueden aplicarse sobre impuestos a la exportación o comerciados contra exportaciones de terceros. El Ministerio de Planificación retiene una completa discrecionalidad sobre la calificación y la aplicación de los beneficios de estos Planes.
- 4) Geológicamente, las cuencas productivas tienen un alto grado de madurez exploratoria, con signos bastante evidentes de agotamiento en las hipótesis de búsqueda y, consecuentemente, con expectativas de potencial bajo a

medio. Esta exploración ha sido casi excluyente en los últimos tiempos, ampliado la brecha respecto a la exploración de frontera o de las cuencas no productivas. La relación actual entre las reservas probadas, probables y posibles (Figura # ) muestra una mayoría abrumadora de las probadas y un déficit de las probables y posibles, es decir, una inversión de la distribución lógica que ratifica, a su vez, la madurez exploratoria y el agotamiento de ideas mencionados más arriba.

- 5) La exploración de cuencas no productivas enfrenta una notable escasez de datos geológicos, tanto en cantidad como en calidad. Esta doble carencia ha generado la percepción errónea de que significa una falta de expectativas o de potencial en esas cuencas. Es muy común confundir pocos o malos datos con datos negativos. Sin embargo, esfuerzos muy destacables de exploraciones recientes de objetivos no tradicionales en cuencas tradicionales, parecen demostrar que la necesaria reactivación exploratoria del país debe suponer no sólo un cambio de escenario, sino también un aporte de nuevas ideas, de creatividad y de innovación tecnológica.
- 6) El fenómeno de la disminución de la actividad exploratoria no es exclusivo de Argentina sino es de escala mundial, a partir de cinco causas básicas:
  - a) el aumento del precio de los hidrocarburos recategorizó enormes cantidades de reservas, que habían sido consideradas anteriormente como probables-posibles por resultar sub-económicas.
  - b) el ingreso masivo de nuevas tecnologías para el desarrollo de yacimientos, fundamentalmente la sísmica 3D o la perforación horizontal, ha permitido a casi todas las empresas extender los límites de esos yacimientos o aumentar su Factor de Recuperación. Los aumentos de reservas así conseguidos han posibilitado obtener suficientes adiciones sin tener que acudir a la exploración para esos mismos fines.
  - c) Un cambio en la visión de las grandes empresas que reemplazan sus objetivos principales de crecimiento por los de rentabilidad.
  - d) La internacionalización de la actividad exploratoria en el país condujo, consecuentemente, a que los portafolios de proyectos locales debieran competir, para su aprobación, con el portafolio internacional de esa misma compañía. Siendo Argentina un país con una acentuada madurez exploratoria y con una relación riesgo-potencial relativamente alta, en la mayoría de los casos esa competencia fue frustrante.
  - e) En línea con el punto anterior, procesos de privatización aun vigentes en los 80 y 90, en países con muy buenas perspectivas (Venezuela, Bolivia) atrajeron a empresas argentinas que concursaron exitosamente. Este éxito generó una importante transferencia de recursos hacia esos países. Citamos, como ejemplo, la relocalización de inversiones y *know how*

producida a fines de los 80 y principios de los 90, desde el norte de Argentina al sur de Bolivia.

- 7) Para el caso específico de nuestro país y considerando el período más reciente, las causas que se advierten en el origen de la caída de la actividad exploratoria son:
- La regulación en los precios boca de pozo del petróleo y el congelamiento de los precios del gas. El caso del gas fue particularmente dañino al generar una deformación de la demanda y una saturación del sistema de transporte. Para el gas, la caída, por ejemplo, de la "vida de reservas" fue casi catastrófica.
  - La proximidad de la conclusión de los plazos contractuales, en la mayoría de las Concesiones de Explotación, significó una limitación importante para los proyectos exploratorios gasíferos o de muy largo *pay-out*, dentro de esas áreas.
  - La falta de un Plan Energético Nacional, la ausencia de políticas concensuadas y la inestabilidad política que ha vivido el país en los últimos tiempos han quitado atractivos a la inversión de largo plazo, como es la exploratoria y han exacerbado la mentalidad cortoplacista de muchas empresas.
- 8) La transferencia del dominio de los hidrocarburos de la Nación a las Provincias ha generado resultados contrapuestos en los aspectos exploratorios. Por el lado positivo las provincias han sido muy activas en la oferta de áreas y, consecuentemente, han generado una revitalización de la actividad prospectiva, incluyendo algunos éxitos tempranos. Por el lado negativo, ha sido evidente la escasez de equipos técnicos solventes, la heterogeneidad de las legislaciones y la consecuente necesidad de unificar normas y procedimientos de licitación y de control contractual y ambiental y, finalmente, una falta de estrictez en los controles de los trabajos comprometidos que castiga a las empresas serias y permite la continuidad de los especuladores. Sin embargo, el aspecto más deficitario de la "federalización" ha sido la aparición generalizada de ciertos nuevos empresarios que, montados en la euforia de precios del período 2005-2008, dominaron la mayoría de las licitaciones con ofertas muy audaces, en el límite de lo irrazonable, posiblemente, con el objetivo de especular con el acreage obtenido para ofrecerlo luego en un mercado secundario. No obstante, en nuestra opinión, la transferencia del dominio de la nación a las provincias es irreversible y los esfuerzos deben enfocarse en corregir los errores y carencias antes mencionadas.

- 9) La modalidad actual de oferta de permisos y adjudicación basada en el monto de Unidades de Trabajo ofrecidas, nos parece consolidado y aceptable. Propuestas de ponderar el canon exploratorio de acuerdo al riesgo de área parecen acarrear una complejidad innecesaria. Debe reforzarse la importancia de un organismo de control del cumplimiento de esas Unidades de Trabajo, con auditorías técnicas periódicas independientes y un régimen claro, transparente y eficaz de garantía de los compromisos.
- 10) En las condiciones actuales, la exploración de petróleo y gas en la Argentina, por su carácter de actividad de riesgo, por su nivel de demanda de *know how* y tecnología y por su carácter capital intensivo, debería estar limitada a la inversión privada. La participación estatal, sea nacional o provincial, debería evitarse, en bien de otros destinos. .
- 11) El estado nacional ha pretendido incursionar en la exploración de hidrocarburos a través de la creación en 2004 de ENARSA, a la que adjudicó en forma directa todo el acreaje exploratorio costa afuera libre en esos momentos. A la fecha, ENARSA no ha tenido ninguna influencia en la actividad, no tiene equipos técnicos y sólo ha gestionado, con reducido éxito, la formación de algunos Consorcios.

## **DESAFIOS**

1) El primer y, seguramente, más decisivo desafío exploratorio actual se refiere a la cantidad y calidad de la exploración. Aumentar la exploración de hidrocarburos en el país requiere la creación de un contexto de cooperación y comunidad de intereses entre Estado e inversores. A su vez, aumentar la calidad de la exploración debe derivar de equipos de trabajo altamente capacitados, a los que se les asegure continuidad y medios y en los que se fomente la generación y discusión de nuevas ideas. Es erróneo considerar que estos equipos, por el número de sus integrantes y su carácter multidisciplinario, sólo pueden existir en las grandes empresas.

2) Es evidente que las provincias, en especial aquéllas aún no petroleras, tienen una gran debilidad institucional en el sector de los hidrocarburos, en especial para el tramo exploratorio y una asimetría de recursos tremenda frente a la mayoría de las empresas permisionarias. La creación de una "Agencia Nacional de Hidrocarburos" es la solución más eficaz e inmediata para solucionar esos déficits y un requerimiento importante para el futuro exploratorio del país.

3) Es importante que las entidades rectoras, sean los estados provinciales o la nación, comprendan que la exploración de hidrocarburos es la primera etapa de un ciclo

económico muy largo, que seguramente va a exceder el de uno o dos mandatos gubernamentales. Entender la duración del ciclo permitiría adecuar ciertos plazos contractuales que muchas veces impiden el recupero económico de la inversión exploratoria. Por ejemplo, la reciente extensión de muchos Contratos de Explotación con anteriores vencimientos en el 2016 ó 2017, viabilizara una reactivación exploratoria dentro de esas áreas, en especial, en prospectos gasíferos.

Comprender el ciclo exploratorio significa, igualmente, que cualquier modificación del contexto legal y económico de la actividad debe, necesariamente, ser consensuado con todos los sectores relacionados, buscando asegurar la estabilidad y homogeneidad de las condiciones generales del negocio, en particular de la exploración, y el cumplimiento estricto de los derechos y obligaciones, de ambas partes, en cada una de las etapas de ese extenso ciclo económico.

4) Nos parece importante que la actividad exploratoria de hidrocarburos sea discutida e incluida en un Plan Energético Nacional, que la jerarquice, le asegure un marco legal y económico estable y que, en consecuencia, genere una corriente genuina de inversiones de riesgo.

5) La afinidad o aversión al riesgo es una característica casi idiosincrática de cada empresa. Todos los exploradores recordamos con admiración a la Occidental de los años 70-80 (cuando vivía Hammer) y querríamos olvidarnos de otras empresas que "no pinchaban ni los oleoductos". Los miembros del equipo de exploración de cada empresa debemos adquirir el compromiso de tratar de disminuir el nivel de aversión al riesgo de esa compañía mediante una correcta y objetiva evaluación y descripción de ese riesgo, agotando los medios para disminuirlo antes de la perforación, y propiciando una efectiva discusión de errores-aciertos después de la perforación. La mayoría de los empresarios entiende y tolera el riesgo exploratorio, pero rechaza fuertemente los excesos de voluntarismo y las evaluaciones entusiastas pero poco profesionales.

6) Los gobiernos, a su vez, tienen la obligación de incentivar la toma de riesgos por parte de las empresas asegurándoles la continuidad y estabilidad de la ecuación económico-financiera establecida en los contratos vinculantes, contribuyendo al éxito de los trabajos con el aporte de un clima social positivo y cooperativo, permaneciendo ajena aunque atenta a las decisiones técnicas adoptadas y restringiendo su participación a la eventual etapa de explotación y en una adecuada medida.

7) A nivel provincial, aceptando que la federalización es un hecho consumado, debe aceptarse la necesidad de unificar criterios técnicos, administrativos y de control, establecidos actualmente en sus respectivas legislaciones particulares. Sin embargo, el punto más crítico emergente de la experiencia más reciente, es la necesidad de generar mecanismos de calificación de las empresas postulantes y el dictado de normas claras y estrictas sobre los instrumentos de garantía de las inversiones comprometidas por

los permisionarios. Se trata de asegurar las responsabilidades de esos permisionarios, bloquear el ingreso de compañías sin aptitudes técnicas ni financieras y evitar las numerosas rescisiones por incumplimientos que se están produciendo.

8) El Gobierno Nacional debe dar un carácter estructural, y no meramente coyuntural, a los planes Petróleo Plus y Gas Plus; flexibilizando sus condiciones de ingreso y eliminando la discrecionalidad de la autoridad de aplicación sobre la calificación de los proyectos.

## **PROPUESTAS**

- La Secretaría de Energía de la Nación deberá preparar, concensuar y comenzar a aplicar un Plan Energético Nacional, sencillo, realista y funcional, de manera de facilitar su comprensión y consentimiento y evitar desviaciones en su ejecución. El documento debe abordar y tratar el tema integralmente, pero deberá incluir una diversificación energética y una política de uso racional de la energía. Para el caso de los hidrocarburos, debe dar el marco regulatorio en el que se desarrollará la industria del petróleo y del gas en el mediano y largo plazo y las medidas renovadoras que propicien una corriente inversora de riesgo.

- En respuesta a críticas a la gestión de las provincias en los temas de exploración, la mayoría generados por la debilidad de sus equipos técnicos, muchos expertos en el tema recomiendan centralizar en un solo organismo, con autoridad delegada por las provincias y regido por un directorio que las represente, todas las tareas técnicas, legales y administrativas que enmarcan la actividad exploratoria de hidrocarburos en el país. Ese mismo organismo debería, asimismo, concentrar, organizar, ampliar y difundir la información técnica básica disponible sobre las áreas de exploración, mediante la creación de un confiable y actualizado Banco de Datos Exploratorios. Por último, este organismo tendría la autoridad técnica para ocuparse de la evaluación, cuantificación y verificación de las reservas de hidrocarburos del país. La experiencia exitosa de Brasil, un país también federal, nos permite sugerir hasta imitar el nombre propuesto para ese organismo centralizado: "Agencia Nacional de Hidrocarburos" (ANH).

- Los planes Petróleo Plus y Gas Plus constituyen un primer paso encomiable aunque insuficiente, por parte del gobierno, para incentivar la exploración. Deberá trabajarse en su perfeccionamiento mediante una mayor flexibilización de sus condiciones de ingreso que, a su vez, le den un carácter más estructural que coyuntural y, principalmente, que se eliminen ciertas medidas de discrecionalidad en la obtención de sus beneficios. Los planes son alentadores porque significan la superación de enfrentamientos muy establecidos, pero la experiencia acumulada parece indicar que se propicia únicamente la exploración de bajo riesgo, con poco impacto en la de mediano riesgo y ningún alcance en la de alto riesgo.

- La exploración de alto riesgo y, en especial, la exploración en cuencas no productivas ha quedado huérfana de todo apoyo y, en consecuencia, condenada a la extinción. La futura (?) Agencia Nacional de Hidrocarburos parece ser el instrumento más idóneo para evitar los peligros de tal extinción. En forma urgente y ostensible, deberán concretarse un conjunto de incentivos fiscales, reducción de futuras regalías (Arts. 59 y 62 de la Ley 17319) y ampliación de plazos operativos, que muestren claramente esta predisposición.

- Para completar las acciones de fomento de la exploración de alto riesgo, la futura (?) ANH deberá: a) Definir y crear un registro de áreas de exploración de alto riesgo. b) Definir y administrar la creación de un Fondo de Fomento Exploratorio Alto Riesgo conformado por aportes proporcionales de las compañías actualmente titulares de Concesiones de Explotación. Este aporte monetario podrá ser sustituido por trabajos de costos equivalentes que los aportantes realicen en las áreas definidas en (a); mientras que aquellas empresas que no quieran efectuar trabajos harán su aporte económico al ANH que licitará, entre empresas idóneas y solventará, con este dinero, nuevos y actualizados estudios de las cuencas no productivas.

- Fomentar el fortalecimiento de las capacidades y habilidades de nuestros técnicos en disciplinas críticas para la exploración. Aplicar incentivos fiscales a las inversiones de capacitación. Enfatizar la importancia del *know how* a las provincias y controlar el destino y la eficiencia de los fondos de capacitación incluidos en los contratos firmados con las provincias (tanto en los Permisos de Exploración cuanto en las Concesiones de Explotación).

- Alentar el reingreso al país de las principales operadoras de adquisición y procesamiento sísmico para recrear un ambiente de sana competencia en la calidad y costo de esos servicios. Incentivar el uso de la sísmica 3D como herramienta exploratoria (no sólo de desarrollo).

- Promover una fuerte interacción entre Gobiernos e industria nacional para atraer capital de riesgo. Formarán parte de esta interacción, visitas conjuntas a centros de actividad de la industria, presentaciones integradas y una serie de acciones que ratifiquen la comunidad de objetivos.