



# Conclusiones de las conferencias en el Congreso de Producción del Bicentenario

El encuentro contó con la presentación de tres conferencias a cargo de especialistas de la industria. Los expertos repasaron aspectos clave que permitieron el debate e intercambio de información entre los participantes. Petrotecnia resume las principales ideas de cada conferencia

*Rubén Caligari:*  
El futuro del conocimiento. Petrobras

**A**unque hay un relativo consenso acerca del impacto del conocimiento sobre el desarrollo, tanto corporativo como regional, a veces esa relación no es evidente o se ve confundida. Esto sucede, en parte, por el acceso prácticamente masivo a las tecnologías de información y comunicaciones.

Las sociedades y las empresas se están orientando hacia nuevas formas de organización, caracterizadas por lo que no sabemos: por las preguntas y no por las respuestas. Los problemas reales son cada vez más complejos. No son las partes y relaciones que pueden ser comprendidas y descritas, sino que hay tantas partes y relaciones que no podrían ser comprendidas ni descritas en su totalidad. Vamos hacia un enfoque de la realidad como sistema, con una fuerte analogía adaptativa biológica, que no podrá ser encarada si no es por un aporte multidisciplinario. La terminología incluye conceptos como coevolución, auto-organización, caos, borde creativo, mutaciones o *feedback*.

Hoy, el conocimiento se encuentra en medio de cambios y turbulencias, pero es la base de la economía y el desarrollo y se comercializa como tal. Igualmente, es más relevante como valor agregado a los productos. Estamos

en la búsqueda de nuevos modelos de desarrollo para las sociedades en la economía del conocimiento, incluyendo el análisis de las disparidades entre las regiones. Estos modelos consideran también los intercambios en términos ambientales y ética empresarial. La mirada pasa de lo interno a lo externo a la organización y de lo operacional de corto plazo a lo estratégico de largo plazo.

El conocimiento en la organización implica la creación de una cultura orientada al conocimiento, el desarrollo de los trabajadores con liderazgo de la dirección, la entrega de productos y servicios basados en el conocimiento, el hecho de maximizar el capital intelectual de la organización, la creación de un ambiente de colaboración y el conocimiento de los clientes y de las partes interesadas en el marco de una organización que aprende y que transforma el conocimiento organizacional en valor.

El conocimiento como ventaja competitiva implica resultados consistentes que se observan en el promedio móvil de 10 años, así como en otros indicadores. Una forma de lograrlo es con la creación de valor a partir del capital intelectual de la empresa.

Por otro lado, existe un concepto de democracia del conocimiento, que trae consigo la idea del acceso casi libre a los datos, estructuras flexibles y horizontales, herramientas y tecnologías conocidas y aplicadas; y redes formales e informales.

Pero las cuestiones de estructura son siempre acerca de relaciones, no son oficinas o inventarios, sino nodos y componentes. La organización se define por sus características diferenciales más que por lo que tiene en común con otras organizaciones. La creación de conocimiento se acepta como un proceso social, mucho más complejo y con grandes implicancias, por ejemplo, según Verna Allee, al trabajar en redes el proceso de toma de decisiones es distribuido, no centralizado, y los intentos de burocratizarlo son contrarios a la inteligencia organizacional.

Las redes sociales han generado una percepción (sobredimensionada) de la interactividad en red y su real impacto en los negocios. El ágora virtual provee soporte a la natural sociabilidad humana, amable e intrascendente. En realidad, la historia humana podría ser considerada como una historia de la vida en comunidades, sólo que ahora las comunidades virtuales ofrecen oportunidades y desafíos inéditos. Las nuevas comunidades son no tradicionales, en el sentido en que se organizan, son innovadoras, libres, valoran la participación tanto como los resultados o aportes concretos. Así, aparece con fuerza el concepto de confianza.

Las comunidades se inician, normalmente, como innovadoras, aunque suelen evolucionar hacia tradicionalistas o conservadoras. Sin embargo, aún en las comunidades conservadoras hay innovación en los márgenes. Sería inteligente dar soporte a estas comunidades y observar eventuales desvíos. La evolución de las comunidades recorre un camino que va desde lo operacional (redes tecnológicas: bases de datos compartidas, portales) hacia lo táctico (redes de conocimiento: comunidades de práctica, mapas del conocimiento) y hasta lo estratégico (redes de creación de valor: modelos de negocio, creación de escenarios, activos intangibles).

La red pasó de soportar datos a soportar contenidos. Ahora, todos podemos publicar nuestras ideas gratis en



la red y esto trae consigo soluciones y nuevos problemas. El valor de una red es proporcional al número de usuarios. MySpace tiene 100 millones de usuarios registrados y Facebook tiene 50 millones. Son usadas para expandir las redes profesionales de negocio; pero la frontera entre trabajo y vida privada es difusa, implica menor productividad, riesgos de confidencialidad y de información al mercado y responsabilidad por lo que se publica en tiempo y lugar de trabajo.

En términos de conocimiento actual, la empresa 2.0 se configura como una aplicación inteligente de las nuevas plataformas de comunicación social por la organización a lo largo de su cadena de valor, con selectividad en la elección de medios, cuidadosa implementación y calibrada expectativa de resultados.

Comenzamos a pensar a las redes como hechos económicos que involucran no sólo el intercambio de bienes y servicios físicos o financieros, sino intangibles que pueden agregar valor. El interés por los intangibles hace necesario repensar el negocio y desarrollar herramientas para medir y aumentar el capital intelectual. Ya aparecen en los balances de las compañías y hay un intenso debate acerca de cómo contabilizarlos en forma normal. Debemos desarrollar herramientas de gestión y valuación de los intangibles totalmente novedosas.

La empresa es una red de relaciones: cada compañía interactúa en una compleja malla de creación de valor, donde el resultado depende de las competencias y también de la colaboración, la cooperación y la creación de un ambiente de negocios donde todos sean exitosos, incluso los competidores eventuales. Las cuestiones incluyen la identidad, la ética y cuadros complejos de *big picture*, que se tratan usando reflexión, diálogo, creación colectiva que a veces conducen a situaciones paradójicas y confusas. *Enterprise 2.0* es vender bienes por internet y

soportar procesos de negocio, como *supply chain management* o áreas muy prometedoras, como asociaciones estratégicas, investigación abierta, colaboración.

Al crear valor, la empresa 2.0 tiene en cuenta a sus clientes (servicio al cliente, acceso a nuevos usuarios: los involucra e interactúa con ellos); empleados (gestión del conocimiento, fortalecimiento de la cultura organizacional, capacitación y relocalización, servicios a los empleados) y a sus socios proveedores (mejora de la integración, conexión con los expertos, involucramiento a los proveedores, soporte y mejora de procesos). Como ejemplo, Petrobras posee redes temáticas: 50 redes en 19 estados con 83 instituciones, 853 contratos y cerca de 1 billón de dólares en inversión.

El número de graduados en petróleo en EE.UU. aumentó como respuesta a incentivos de la industria. Globalmente, se estima que la tendencia se repite. Pero no hay un criterio uniforme acerca de los contenidos de las carreras. Algunos pueden pensar que educar es el mal necesario para poder entrenar. La vida media de los conocimientos técnicos es 20 años. Los ingenieros de los próximos 20 años usarán herramientas que aún no se han desarrollado. Para educar a los nativos digitales, debemos reconocer sus características: necesidad de acortar y hacer más flexibles las carreras, darles oportunidades de crecer y desarrollarse haciendo, desafiarlos. Las competencias del pasado y del presente son siempre las mismas. Los ingenieros del futuro sabrán todo, porque sabrán investigar, preguntar y aprender. También harán de todo, porque se integrarán proactivamente a equipos de alto desempeño.

Si pensamos que la humanidad aprende de sus errores debemos ser optimistas respecto del futuro del conocimiento. Siempre, el conocimiento influyó sobre la realidad, definió el poder y su impacto será aún más fuerte en el futuro. La tecnología propone herramientas poderosas y como nunca antes, accesibles, su uso inteligente marcará la diferencia.

La organización deberá redefinir su identidad como una consciencia colectiva de fines, medios y valores. La exigencia de confianza aparece muy marcada. Igual con la necesidad de transparencia. La economía digital crea un ambiente donde las decisiones y acciones privadas pueden pasar a ser inmediatamente públicas, los errores o juicios equivocados están sometidos al juicio público y las prácticas se cuestionan por la prensa.

## Nino Barone: El gas natural en la Argentina. Pluspetrol

**E**l gas natural en la Argentina ha sufrido dos décadas de cambio. Repasando rápidamente su historia, se cumplieron 50 años de un hecho trascendental para la provincia de Salta: la habilitación del tendido del gasoducto Campo Duran Gran Buenos Aires. Esto implicó que el gas en el país comenzara a ser de consumo masivo, tanto industrial como de generación térmica.

En 1990 ocurrió también una situación bastante especial, porque se realizó una auditoría de reservas, previo a lo que sería la privatización de Gas del Estado. Las reservas pasaron, de un año al otro, de 744 mil millones a 579

mil millones. En 1992 se llevó a cabo la desregulación de la actividad que monopolizaba Gas del Estado hasta ese momento, con la Ley 24076. Otro hito se dio en 1996, cuando se inició el país como exportador y, desde 2004, un progresivo retiro de tal condición.

Ya en 1999, la Argentina suspendió la importación de gas de Bolivia y la reinició en el 2004. El año 2000 vio el mayor volumen histórico de reserva aprobada, en ese momento, 788 mil millones. Los cambios regulatorios en 2004, con la promulgación de los Decretos 180 y 181, -cambios muy significativos en la actividad- y la creación del mercado electrónico del gas se dieron al mismo tiempo que se registró el mayor volumen diario de producción, que superó los 142 millones de metros cúbicos aproximadamente. Finalmente, la culminación de un proceso en el cual se ve una baja reposición de reserva respecto de su producción.

En cuanto a los aspectos regulatorios, se los puede dividir en tres períodos. Primero, de 1990 a 1992, período en el cual la actividad era llevada a cabo por Gas del Estado, los precios regulados, el mercado altamente concentrado. El Ministerio de Energía, Obras y Servicios Públicos de aquel entonces establecía los precios del gas; Gas del Estado se constituía como el único comprador y vendedor del gas; los servicios integrados y el referido Ministerio establecían tarifas a los usuarios. La autoridad regulatoria en ese tiempo era la Secretaría de Energía y Gas del Estado.

Luego, entre 1993 y 2001, ya en plena vigencia de la privatización, hubo una desregulación, precios libremente pactados, mercados menos concentrados. La autoridad regulatoria era el ENARGAS, que autorizaba el pase a tarifa de la variación en el precio del gas; había dos compañías de transporte, un mercado de acceso abierto, tarifa regulada -los transportistas no podían comprar ni vender gas-, 9 compañías de distribución (aunque originalmente



eran 8 y luego se sumó la zona del noreste argentino), y tarifa regulada. La autoridad regulatoria era la Secretaría de Energía, en lo que hace a exploración y producción; y el ENARGAS, en el transporte y distribución.

En el tercer período, de 2002 a la actualidad, pueden verse precios controlados por el Estado, mercado controlado por el Estado, la institución regulatoria ENARGAS intervenida, tarifas políticas y control de precios, fideicomisos en proyectos de expansión, recargos impositivos con destino a fondos fiduciarios, retenciones a la exportación de gas, importación de gas natural y GNL. La autoridad regulatoria, la Secretaría de Energía, asume las funciones.

En el caso de la Argentina, las reservas de gas durante 2008 declinaron un 2% respecto de 2007. ¿Qué es lo que ha pasado en el consumo? Para el mundo, el consumo de gas natural durante 2008 creció un 4,1% respecto de 2007, y en la Argentina, un 1,2%.

En lo que hace a la evolución de las reservas, en el mundo hay crecimiento constante de reservas. Por cada metro cúbico que se ha producido se han repuesto 2,4 metros cúbicos durante ese período. En nuestro país la caída de reservas es del orden del 31% entre el período 1990-2008: por cada metro cúbico producido se han repuesto 0,76 metros cúbicos en calidad de reserva de la misma unidad.

En 1990, la Argentina ocupaba la vigésima segunda posición en el ránking mundial, en este caso, de las reservas.

Hoy está en la posición 42. En el caso de la producción, a nivel mundial y entre 1990-2008 mostró un crecimiento del orden del 55,5%, la duración de esas reservas sería del orden de 60 años y se ha mantenido siempre dentro de esa cantidad de años, a lo largo de los 20 años que estamos analizando.

En el caso argentino, la producción en ese período ha crecido un 117,7%. En 2008 la Argentina ocupó la décima octava posición en el orden mundial, con el 1,6% del total producido.

En cuanto a importación, exportación y matriz energética, el movimiento por gasoducto involucra a 31 países exportadores y 51 países compradores a nivel mundial. La Argentina, como exportador, ocupa el trigésimo primer lugar, y como importador ocupa el quincuagésimo primer lugar.

En GNL hay 15 países que son exportadores, 18 importadores. La Argentina inició la importación de este gas en 2008 ocupando la décima octava posición, en realidad, la última.

En lo que hace a la matriz energética en el mundo, el petróleo y el gas en conjunto superan el 60% de su matriz; en este mismo período, el gas natural muestra un crecimiento que arranca de 21,9%, y, en 2008, se sitúa en un 24,1%. Mientras tanto, en la Argentina, el uso conjunto de gas y petróleo supera el 85% de su matriz energética y el gas natural sigue siendo su base principal de suministro, al pasar de 42% a 53%.



En cuanto a reservas de gas, la Argentina pasó de 579 mil millones a 399 mil millones, lo que significa una caída del orden del 31%. Dejamos de ser un país gasífero para ser un país con gas.

En la producción de gas, de 63 millones de metros cúbicos por día en el 90, pasó a 137,8 en 2008, es decir, se incrementó casi 120%. En lo que hace a importación, en 1990 importábamos 6 millones de metros cúbicos día; en 2008 estábamos importando 2,6 millones, o sea, una declinación del 53%. En 1990 no existía la exportación de gas.

En lo que hace a la producción por presión -esto es un factor bastante importante- en 2000, y en este caso tomando solamente un período más corto, porque es la información que se dispone oficialmente, tenemos que el 58% del gas que se producía provenía de yacimientos de alta presión. Es decir, yacimientos que permitían que el gas ingresara directamente al sistema de transporte previo tratamiento. El gas de alta presión del 58 bajó al 22%, el gas de media presión subió de 25 a 30% y el gas de baja presión pasó de 17 pasó a 48%.

Por otro lado, los yacimientos cada vez son más maduros. En cuanto al transporte de gas, de 62 millones en 1990 pasamos a 132, prácticamente un 112% de incremento. Y en el caso de los precios de gas, y aquí solamente tomamos la referencia de qué ha pasado con Bolivia, en aquel momento se cotizaban 2,8 dólares por millón de BTU. A fines del año 2008 llegó a 8 u 8,3 dólares por millón de BTU. En el caso del gas argentino de 0,8 pasó a 1,8. Es decir, mientras que el gas de Bolivia aumentó casi un 200%, el gas de la Argentina aumentó un 125%.

Sobre los flujos principales de gas natural, *downstream*, en el caso de la generación, tomando como referencia 1990 y luego 2008, se pasó de 15 millones de metros cúbicos diarios de consumo a 35. En el verano debimos abastecer 50 millones y más de metros cúbicos de generación.

En industria, hemos pasado de 16 o 17 a 37 millones de metros cúbicos; entre tanto, el GNC aumentó de 0,6 a 7,4 millones de metros cúbicos día; en el caso de gas residencial, pasó de 13 a 25.

Las cuencas sedimentarias argentinas con mediano y alto riesgo ponen de manifiesto la posibilidad potencial de su exploración. Se trata de una actividad que se puede llevar a cabo siempre que se tengan bases económicas acordes con el riesgo que esto implica. En el caso de la actividad exploratoria concretamente, efectuada en el período que estamos considerando, denota altibajos, en parte influenciada por la carencia de precios atractivos de gas, lejanos a las referencias tanto regionales como mundiales.

En 2008, la Argentina comenzó a adquirir GNL, una operación en la que hemos avanzado. En definitiva, hemos extraído un barco en corto tiempo, una tarea muy importante de YPF, más allá del costo, pero que nos ha situado prácticamente dentro del primer país de la región en hacer algo de este tipo. Los precios de 1990 arrancaban en aproximadamente 80 centavos; se llegó a 2001 con valores de aproximadamente 1,30 dólares. La evolución de ese precio promedio ha sido la siguiente: en 2004, los productores firmaron con la Secretaría de Energía lo que fue la resolución 208, donde se establecían precios progresivamente al año 2006, hasta llegar a 1,6 dólares. Dentro de las negociaciones hubo cambios y una negativa del gobierno que provocó una situación en la cual seguimos manteniendo prácticamente congelado el valor residencial.

Si hacemos una comparación con el orden internacional, reflejando el precio en Henry Hub, se deduce que siempre los brasileños están en un precio más bajo que el nuestro y que la Argentina está pagando más por el gas que adquiere de Bolivia.

Gas Plus es una buena intención que se ha ido corrigiendo a través del tiempo, porque imponía determinadas condiciones que eran difíciles de cumplir. La Secretaría de Energía finalmente aprobará aquellos proyectos de desarrollo haciéndolo a *referéndum* del Ministerio de Planificación Federal.

Los precios estimados, por ahora, son del orden de los 5 dólares, después veremos en qué estado estamos. El estado del proyecto de Gas Plus incluye 5 proyectos en la Cuenca Noreste; en la Cuenca Neuquina, 33; en la

Cuenca del Golfo San Jorge otros 2; en la Cuenca Austral, 6. Esto significa un total de 46 proyectos presentados, 31 aprobados, 15 pendientes de aprobación, 19 de exploración, 17 de *tight gas*, 2 en estudio y 8 en una situación un tanto particular. Todo eso involucra una inversión superior a los 2 mil millones de dólares. En cuanto al precio de comercialización, los proyectos que han sido aprobados oscilan entre 4 y 5 dólares.

En cuanto al gas natural en lo regional, (países de Sudamérica más Trinidad y Tobago), Venezuela sobresale netamente con una reserva muy importante, de 4 billones 972 millones. Le sigue Bolivia, después Trinidad y Tobago, Perú, la Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Ecuador. Según los años de duración en función de la extracción o la producción que muestran los países: si dividimos la región en dos partes, el total de la región implica 7 billones, casi 600 millones, mientras que en el Cono Sur (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Perú), son 2 billones de metros cúbicos. En lo que hace a la producción, el total de la región es de 230 mil millones, y en el caso del Cono Sur, 98 mil millones. Sobresale, netamente, la interconexión de países como Argentina, Bolivia, Perú con Brasil.

En el caso particular de GNL y regasificación, al caso primogénito de nuestro país se han ido sumando proyectos como el de Brasil, con algún tipo de parecido, otros en estudio, como podría ser el proyecto con radicación ya plena en territorio y no con barco en Argentina.

También el proyecto de Chile, con su planta receptora, que ya está en funcionamiento y el de su zona norte, que recientemente ha recibido el primer barco para regasificar.

En lo que hace a plantas de regasificación, la que actualmente está en servicio es la de Trinidad y Tobago, que maneja 60 millones de metros cúbicos día, y próximamente lo hará la Jan Oil y sus socios con el abastecimiento de Camisea, de la cual Pluspetrol es operador en proyecto (Perú localizado).

La Argentina es altamente dependiente de gas natural y esto no es ninguna novedad. Es recomendable alentar la exploración y desgravar la actividad mientras el recurso proveniente de la efectiva producción permita una razonable recuperación de inversiones.

La producción actual de gas

proviene fundamentalmente de yacimientos maduros, con notoria caída. El programa Gas Plus atenúa el efecto declinatorio sin una cobertura plena de esa declinación. Se requiere incrementar los sistemas de transporte sur y norte para dar cabida a volúmenes provenientes de Bolivia y Cuenca Austral. Un paso importante es la reciente ampliación del cruce del Estrecho de Magallanes. Es necesario situar los precios del gas en alineación con valores a los cuales la Argentina adquiera el producto del exterior; en tal sentido, existen referencias claras sobre el particular. Debe lograrse un compromiso sostenible con el suministro proveniente de Bolivia, la importación de GNL se ha convertido en una alternativa de necesidad presente y la

complementación con Uruguay en esta materia es una alternativa interesante.

En lo que hace a la integración regional, la reserva aprobada de gas natural en los países que conforman el Cono Sur no viabiliza una sólida interconexión de suministro con gasoducto, salvo lo existente.

La reserva de gas natural que manifiesta Venezuela puede dar lugar a una complementación energética regional sobre la base de la construcción de un gran proyecto de licuefacción en su territorio, y sistema de regasificación en los países demandantes del área. En la actualidad, subyace un problema geopolítico que, al menos, dilata el proceso de integración plena que deseamos.

A modo de conclusión, se presentan las opiniones de personajes relevantes para la industria:

- Alfredo Poli, de Pluspetrol: "Ha llegado el momento de diversificar la matriz energética y al mismo tiempo dar señales para que la industria gasífera pueda seguir invirtiendo en exploración y producción".
- Salvador Harambour, de Enap Sipetrol: "Es difícil abastecer la demanda hasta que no haya condiciones fiscales que estimulen la exploración".
- Decio Oddone, de Petrobras: "La Argentina pasó de exportador a importador gasífero, el fluido mantendrá su preponderancia dentro de la matriz energética, y el gas de arenas compactas jugará un rol clave".
- Tony Hayward, de BP: "La producción masiva de gas no convencional revolucionará la matriz global en el mediano y largo plazo en virtud de sus elevados niveles de disponibilidad y viabilidad comercial. Basta mirar lo que sucede en Estados Unidos que según dicen ha asegurado su abastecimiento gasífero por los próximos 100 años con esta fuente. En este momento de los 18 TCF que consume anualmente más del 40% proviene de ese origen".
- Christopher de Margerie, de Total: "La cotización gasífera a escala doméstica constituye un elemento esencial para garantizar el normal desenvolvimiento de las inversiones en pos de incrementar las reservas".
- Thiessen, de Wintershall: "En Noruega se les devuelve el 78% de los impuestos invertidos a aquellos que exploran y no encuentran nada. Los Países Bajos apoyan con precios razonables a los que se ocupan de campos pequeños".
- Alejandro Bulgeroni, de PAE: "El mayor desafío de la Argentina gasífera es encontrar las señales necesarias para acometer un proyecto masivo de exploración".
- Rubén Sabatini, de la Cámara de Hidrocarburos: "Recrear condiciones que permitan apuntar al largo plazo de modo que las empresas puedan apostar al riesgo. El primer paso en ese sentido es situar a los precios internos en parámetros similares a los regionales."

## Herman Acuña: Reservas, impacto de los últimos cambios en las definiciones. Ryder Scott

**D**urante el congreso se escucharon grandes evaluaciones técnicas, avances técnicos, soluciones de yacimientos, soluciones de ingeniería, geología, geofísica, equipos de superficie, etcétera.

Sin embargo, existe una incertidumbre en la evaluación que se haga. En la industria, la mayoría de los parámetros no se pueden medir directamente. La mayoría de las conclusiones derivan indirectamente de los estudios geológicos y de la ingeniería, que se basan en modelos. Mientras más información se tenga, más se puede amarrar a los modelos, generando, quizás, menos incertidumbre.

Tenemos menos información a pesar de que ponemos el mismo ingeniero, al mismo geólogo. Necesitamos una herramienta, una infraestructura, para poder asignar esa incertidumbre, ese riesgo, a la evaluación que hemos hecho, para tomar decisiones conscientes.

El término reservas no significa nada a menos que explique cuál es el riesgo asociado a ese número. Hay personas que llaman reservas a, incluso, potenciales exploratorias. Entonces, hay que tener cuidado cuando uno habla de reservas, porque no sabemos qué fue lo que entró en ese modelo para cuantificar ese número de barriles o de gas.

Necesitamos una herramienta constituida por las definiciones de reservas. Es decir, tratar de proporcionarnos una medida estándar para asegurarnos de que estamos haciendo o asignando los mismos niveles de incertidumbre a los estudios que hacemos. No solamente de nuestra compañía, sino dentro de la industria. Esto lo vamos a hacer mediante la categorización de nuestros estudios: lo que llamaremos reservas probadas, probables, posibles, etcétera.

Desafortunadamente, no somos la única audiencia ni la única industria que depende del éxito de nuestras operaciones. Tenemos instituciones financieras que participan de una forma u otra en la industria de petróleo. Muchas de las compañías, la mayoría, financian sus elementos, sus planes de desarrollo, etcétera. Las entidades de financiamiento, su participación en los eventos, actividades de E&P, y las oportunidades de cómo ganar plata y cómo perder plata son muy diferentes, porque su forma



de operar dentro de este negocio es muy diferente a la nuestra. No son operadores, son financieras.

Luego, tenemos al público inversionista, gente que compra acciones. Todas las compañías privadas tienen al accionista principal. Hay compañías públicas donde el público invierte. Hay compañías semi públicas, por ejemplo Repsol E&I, con 40 ó 50% de sus acciones amarradas a los fondos de retiro de ex trabajadores de gobierno. Obviamente, ellos son accionistas mudos que no participan en la toma de decisiones, simplemente van y se benefician o se perjudican de los resultados de sus operaciones.

Finalmente, tenemos los intereses gubernamentales de las provincias y de los países. Los intereses y los indicadores económicos de estas entidades van a ser muy diferentes a los que motivan a las compañías de E&P.

Todos estos jugadores tienen diferentes tolerancias a la incertidumbre de lo que estamos manejando. Los gobiernos están interesados en saber de qué forma recuperarán regalías o impuestos y, muchas veces, planean sus gastos gubernamentales según estas proyecciones.

Como podemos ver, la definición de reservas nos ayudará a entender la situación con las audiencias. Según la SPE, se habla de hidrocarburos descubiertos, no descubiertos, recuperables y no recuperables.

La idea de la SPE es abarcar toda la oportunidad de los hidrocarburos. Luego se tienen en cuenta los “recursos prospectivos”, aquellos recursos que no han sido descubiertos.

Continuando, tenemos el evento en que hemos hecho un descubrimiento. Dentro del descubrimiento vamos a tener dos categorías. Si son descubiertos pero son sub comerciales, es decir, no resultan económicos o no hay compromiso de la compañía de desarrollar por el momento, estos quedan como “recursos contingentes”. Y finalmente, existen las oportunidades ya descubiertas y comerciales: allí estamos ya en el terreno de las reservas.

Cuando hablamos de comerciales implicamos que estos hidrocarburos lleguen a los indicadores económicos de la compañía, para que exista el compromiso de seguir adelante, de financiar el proyecto: esto es parte del requerimiento para declarar reservas.

La industria ha establecido ciertos métodos que se siguen y son aceptados para definir las diferentes categorías. Para pasar de recursos prospectivos a contingentes necesitamos llegar a un descubrimiento; para pasar de recursos contingentes a reservas debemos sortear esta traba de comercialidad. Según las definiciones, no hay diferencia de incertidumbre técnica entre uno y otro.

Al presentar reservas o recursos, debemos tener un proyecto, porque al final del día nosotros no estamos trabajando para producir petróleo y gas, sino para producir dinero. Entonces, sin el proyecto no tenemos una idea de cómo vamos a monetizar esto.

Como conclusión, las definiciones de reserva son necesarias, porque nos dan el marco de referencia bajo el cual nosotros podemos clasificar la incertidumbre y riesgo de nuestras evaluaciones técnicas.

Esto es muy necesario porque tenemos varias audiencias que tienen diferentes portafolios y posiciones de riesgo. En el mismo sentido, las definiciones de la SPE y de la SEC son similares; no obstante, en algunos aspectos, estas definiciones son, más diferentes de lo que nos imaginamos. Especialmente, en la parte económica y la filosofía de que es una vista homogeneizada, y no una vista intrínseca de cómo las compañías van a reportar el flujo de caja.

Finalmente, muchas veces la percepción que tengamos de las consecuencias, del fallo de cómo clasificamos nuestras reservas bajo una u otra definición, es quizás lo que nos está dando aquella percepción que nosotros creemos que una definición es más estricta que la otra. ■