

Introducción

En este libro se exponen de manera conceptual los aspectos técnicos y económicos vinculados a la exploración y producción de hidrocarburos, actividad que usualmente se la conoce como E&P. El propósito es presentar en forma simple los parámetros esenciales que definen la actividad y orientar conceptualmente al lector, no especialista en el tema, sobre los mecanismos de decisión que una empresa de E&P utiliza al momento de perforar un pozo, llevar adelante un proyecto de desarrollo de un yacimiento, invertir en exploración, etcétera.

A diferencia de una industria manufacturera, cuyo principal activo es la fábrica, que no se consume mientras la empresa produce sus bienes, el principal valor de una empresa de E&P son sus reservas de petróleo y gas que irá consumiendo a medida que desarrolla su producción. Por ello, el principal objetivo de toda empresa de E&P será reponer las reservas que año tras año produzca, de modo que estas no se agoten y la empresa no se achique. Por el contrario, si es posible, aumentar las reservas para poder crecer.

Así, la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo o gas) son actividades que irán intrínsecamente unidas. Por un lado, la empresa procurará maximizar el volumen de su producción, tanto como sea compatible con el cumplimiento de las reglas del buen arte para asegurar la mayor recuperación final de hidrocarburos, preservando los reservorios de eventuales daños y cumpliendo con las normas y disposiciones regulatorias, ambientales y de seguridad.

A través de la producción obtiene el flujo de caja que la empresa necesita para mantener su actividad. Las reservas, en tanto, constituyen el soporte de su producción y la base con la que se medirá su potencial para crecer, el valor de su acción, su capacidad para acceder al mercado de capitales, lo que le permitirá llevar adelante sus proyectos, aumentar su patrimonio, asegurar su subsistencia y expansión futura.

Como se detalla en el Capítulo 4, se consideran reservas comprobadas a aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima pueden ser recuperadas en forma económica, de acumulaciones conocidas, con razonable certeza (no menor del 90%), en forma y con las técnicas hoy existentes. Diversos organismos internacionales han definido con precisión la información que debe ser usada para evaluar las reservas comprobadas; entre ellos, la *Securities and Exchange Commission (SEC)*, obligatorio para las empresas que coticen en mercados de los Estados Unidos. También la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, la *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)* y el *World Petroleum Congress (WPC)* han establecido parámetros precisos al respecto.

Como dijimos, las empresas necesitan reponer las reservas que produzcan, y para ello cuentan con diversos mecanismos:



- 1) Incorporación de reservas para exploración.
- 2) Incorporación de reservas probables y posibles en yacimientos en producción por mayor conocimiento o mejora tecnológica.
- 3) Incorporación de reservas por aplicación de técnicas de recuperación secundaria y asistida.
- 4) Adquisición de reservas de terceros.

1) Incorporación de reservas para exploración

De los mecanismos citados, este es el que conlleva mayor riesgo para la empresa de E&P, ya que implica asumir elevadas inversiones en exploración, con el riesgo de no lograr ningún descubrimiento comercial, lo que la llevará a enviar esas inversiones a pérdida en el ejercicio en que fueron realizadas. De más está indicar que, por su naturaleza de alto riesgo, estas inversiones no son financiables con recursos externos a la empresa, por lo cual esta deberá afrontarlas con recursos propios.

Este riesgo será mayor si se trata de áreas de frontera, aún no exploradas o áreas en las que se efectuaron ya algunas actividades, pero sin éxito exploratorio. Ejemplo de estas áreas de frontera, en nuestro país, serían la Cuenca Chaco-Paranaense o las cuencas de la plataforma marítima de Malvinas Este, San Julián, Rawson, Península de Valdés, Colorado, Claromecó, Salado, Punta del Este, en las cuales se han llevado a cabo campañas sísmicas y perforación de pozos sin resultados positivos y sin haberse podido demostrar hasta el presente la existencia de un sistema petrolero.

Por eso, el tamaño de cada empresa determinará en qué aventuras exploratorias se podrá embarcar sin poner en riesgo sus recursos económico-financieros y, por ende, a la empresa misma.

Para aumentar las chances de éxito y no exigirse financieramente más allá de sus límites, las empresas de E&P generalmente llevan a cabo este tipo de emprendimientos mediante asociaciones con otras empresas, asociaciones que se conocen como *joint ventures*.

Esto les permite a las empresas, dentro de sus límites financieros, participar en un mayor número de proyectos, aumentando sus posibilidades de obtener algún descubrimiento comercial. A esto se lo llama el *portafolio exploratorio* de cada empresa.

Este portafolio de proyectos exploratorios aumenta la chance estadística de descubrir alguna acumulación de hidrocarburos que pueda ser explotada comercialmente.

Aparte de los aspectos financieros, ¿qué aspectos tendrá en cuenta una empresa de E&P para encarar un proyecto de exploración?

En primer lugar, mirará la geología del área y su ubicación, evaluará los riesgos que a priori presenta la cuenca y los premios (descubrimientos) que se podrían obtener de ella y luego, definirá si esto enriquece su portafolio de proyectos exploratorios o no.

De considerar el área de interés, procederá a adquirir toda la información que estuviera disponible sobre ella. De ese modo, podrá prepararse para concursar y, eventualmente, obtener los derechos para realizar las tareas exploratorias en el bloque en cuestión.





Una vez que haya obtenido el permiso exploratorio, completará la información existente con los estudios de relevamiento superficial, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, entre otros.

Si considera que el área tiene mérito, encarará un estudio sísmico que le permitirá contar con una mejor evaluación del subsuelo.

En cada paso, irá decidiendo si el proyecto continúa siendo de interés o, por el contrario, si decide abandonarlo y absorber como pérdida lo invertido hasta ese momento.

De considerar propicios los resultados logrados, la empresa deberá tomar la decisión más importante en esta aventura exploratoria, que es la de perforar o no un pozo.

Para ello tiene que haber delineado algún prospecto con posibilidades de haber acumulado hidrocarburos (fenómenos de migración, porosidad, permeabilidad y sello, ver capítulos 1, 2 y 4). Asimismo, deberá realizar un cálculo del valor esperado del proyecto. Si los datos ameritasen asumir el riesgo, el directorio de la empresa deberá aprobar la perforación del pozo.

Si el pozo resultase descubridor de petróleo o gas, probablemente se perforen otros pozos, llamados *de avanzada*, para cuantificar la magnitud y extensión del eventual descubrimiento y planificar su desarrollo inicial.

Como se verá más adelante en este libro, todo este proceso de estudio, realización de trabajos, toma de decisiones y perforación, lleva largos plazos de ejecución. Por ello, en general los permisos de exploración se otorgan divididos en varios períodos, siendo el primer período con tiempos que normalmente van de los cuatro a cinco años. Al segundo período se accede comprometiéndose nuevos trabajos de exploración y, su duración, en general, es de un año menos que el anterior, debiendo el permisionario devolver algún porcentaje preestablecido del área total. Lo mismo ocurre para el tercer período, si lo hubiera.

Otro aspecto para tener en cuenta es la ubicación del área. Este es un dato fundamental, ya que no es lo mismo encarar una explotación en áreas con facilidades logísticas cercanas ya existentes (transporte, almacenaje, comunicaciones, puertos, etc.), que en áreas remotas, alejadas de estas infraestructuras o en ambientes complejos, como ser costa afuera, selvas o zonas de montaña.

En estos casos habrá que prever la construcción de estas costosas estructuras productivas y logísticas, lo que podría ocasionar que descubrimientos rentables en otras condiciones se tornen antieconómicos en tales circunstancias.

2) Incorporación de reservas probables y posibles en yacimientos en producción por mayor conocimiento o mejora tecnológica

Cuando se comienza el desarrollo de un descubrimiento, poco se conoce de sus características o de su extensión. A medida que avanza la perforación y la explotación, se va obteniendo un mayor conocimiento y control sobre él. Seguramente se cubrirá el área del yacimiento con sísmica 3D que, sumada a la información de los pozos, permi-

tirá detectar nuevas zonas que no son drenadas por los pozos existentes. Ello permitirá evaluar posibilidades de mejoras, tales como perforar nuevos pozos para reducir el espaciamiento entre ellos y así aumentar el drenaje del reservorio, aplicar mejores técnicas de perforación y de terminación para controlar mejor el daño a la formación, mejorar los tratamientos (ácidos, fracturas, etc.), mejorar los sistemas de extracción, etcétera.

Asimismo, a medida que la tecnología avanza, permitirá explotar zonas del reservorio de baja permeabilidad o con otros condicionamientos que hacían inviable su explotación en el pasado.

Todo esto permite al productor ir incorporando reservas a sus proyectos a medida que la explotación avanza.

3) Incorporación de reservas por aplicación de técnicas de recuperación secundaria y asistida

La llamada recuperación secundaria es un barrido del reservorio con agua no potable, generalmente de reciclo del propio reservorio, que se inyecta mediante pozos perforados o convertidos en inyectores para tal efecto.

La recuperación secundaria fue el mecanismo que más contribuyó al aumento y mantenimiento de la producción en la Argentina y también en el mundo. En nuestro país, aporta actualmente más del 40% de la producción total de petróleo, y la magnitud del esfuerzo puesto en ella se pone de manifiesto en el volumen de agua inyectada (24 m³ de agua por cada m³ de petróleo producido por este método).

Usualmente, la producción primaria de petróleo solo permite recuperar 20 o 25% del total del petróleo original existente en el yacimiento; el 80 o 75% restante permanecerá en el subsuelo. La inyección de agua puede llevar la recuperación final a valores entre un 30 o 35%.

Otro método conocido como *EOR* por sus siglas en inglés (*Enhanced Oil Recovery*) se basa en el agregado de productos químicos (polímeros y surfactantes) al agua de inyección en los yacimientos explotados con recuperación secundaria, para mejorar el barrido de los hidrocarburos; también se emplean métodos basados en la inyección de CO₂, vapor o solventes diversos para disminuir la viscosidad de los crudos y facilitar su desplazamiento desde el reservorio.

Estas operaciones son particularmente interesantes ya que trabajan sobre recursos conocidos; de esa forma acotan el riesgo geológico y permiten recuperar interesantes volúmenes adicionales. La contrapartida es que estos métodos no resultan aplicables en todos los yacimientos, y los costos operativos asociados a este tipo de operaciones son elevados, lo que puede atentar contra la economicidad del proyecto.

Para medir la potencialidad de estos métodos basta decir que por cada 1% (como valor promedio) de mejora en la recuperación final del petróleo in situ, aplicado a los principales yacimientos argentinos, representaría un aumento de reservas equivalente al consumo interno de uno o dos años.





4) Adquisición de reservas de terceros

Es esta una práctica común y extendida en la industria petrolera en el mundo.

Por diferentes razones, por ejemplo, necesidad de financiar inversiones de desarrollo en otros yacimientos de su portafolio, o porque el nivel de producción de un yacimiento es considerado marginal, las empresas venden la totalidad o partes de sus yacimientos.

Una empresa que desee invertir en reservas con bajo riesgo o que pretenda generar un flujo de fondos en determinada región para, a partir de ello, encarar otros proyectos en la zona, seguramente estará dispuesta a adquirir a otra esas reservas.

En general, esta decisión se toma basada en consideraciones estratégicas, si es que la compañía decide ingresar a una región y aún no posee activos en ella, o porque la compañía tiene otros activos en la zona y considera que posee mayor tecnología y conocimiento que la empresa que vende y puede agregarle mayor potencial al activo, o porque al ser de menor tamaño que la vendedora, considera que puede hacer una explotación más económica que su predecesor y esto le generaría un potencial mayor, etcétera.

Al final del Capítulo 4 se ha incluido una consideración sobre estrategias y riesgos en los proyectos exploratorios. Estos se pueden asimilar a un juego de azar.

Por ejemplo, cada vez que un jugador arroja un dado, apostando a una de sus caras, cuenta con una probabilidad de éxito frente a cinco posibles fracasos. Entonces, podemos decir que su probabilidad de ganar es de un sexto ($1/6$) o cerca del 17%, en tanto que su probabilidad de perder o riesgo, es de cinco sextos ($5/6$) o 83% aproximadamente. ¿Cómo limitar semejante riesgo y evitar la casi segura pérdida de dinero?

La respuesta es no gastar todo el presupuesto disponible en un solo tiro de dados, sino distribuirlo en un número elevado de estos.

Efectivamente, si el jugador no apostó todo su dinero en el primer tiro e intenta una segunda oportunidad, la probabilidad matemática combinada de perder en los dos tiros se reduce al 69% $(5/6)^2$. Si es un hábil jugador y distribuye su presupuesto en un número mayor de tiros, sus chances seguirán mejorando en cada partida; por ejemplo, para 10 tiros, la probabilidad combinada de perder todas se reduce al 16% $(5/6)^{10}$. Y si fueran 50 partidas, tal probabilidad caerá al 0,01%.

Lo mismo le ocurre a una empresa exploradora. Esta calcula la proporción de éxitos y fracasos que se pueden dar si perforase un determinado pozo exploratorio y en función de ello, quizás busque protegerse seleccionando también otros proyectos exploratorios acordes con su capacidad de inversión (cuanto mayor es la cantidad de proyectos, mayores las chances de éxito).

Si las inversiones requeridas superaran su presupuesto, o si quisiera aumentar el número de oportunidades, le convendría encarar estrategias de asociación con otras empresas que pudieran estar interesadas en esos proyectos.

Naturalmente, todo esto dependerá del premio que se obtenga con el proyecto que resulte exitoso (volumen de hidrocarburos encontrados o en el caso del dado, cuánto se paga por cada acierto). Muchas veces un descubrimiento alcanza para amortizar lo que se lleva invertido en exploración (o apostado a un número), pero, otras tantas veces, ese premio no es lo suficientemente grande como para pagar lo invertido hasta ese momento o hubo que invertir en demasía para llegar a tener un descubrimiento.

Cómo llevar adelante estos proyectos, cuáles son los factores técnicos relevantes, los riesgos económicos y los aspectos para tener en cuenta en las diversas actividades de una empresa de E&P, serán tratados en los diversos capítulos de este libro.

El Capítulo 1 aborda los temas geológicos, sus tiempos, la Tierra y su naturaleza, el origen del petróleo, los sistemas petroleros, las cuencas sedimentarias argentinas.

El Capítulo 2 cubre los aspectos vinculados con la prospección petrolera, sus métodos, equipos, nuevos desarrollos tecnológicos en la materia.

El Capítulo 3 expone en detalle las actividades de perforación, terminación, reparación y servicio de pozo, tanto para las áreas terrestres (*onshore*), como marítimas (*offshore*).

El Capítulo 4 trata los aspectos vinculados a la producción propiamente dicha, incluyendo la caracterización de los reservorios y fluidos, los distintos procesos de recuperación de hidrocarburos, las definiciones y cálculos de reservas, las responsabilidades del ingeniero de reservorio.

El Capítulo 5 abarca la problemática sobre la gestión de la seguridad, la salud, la protección ambiental y la relación con la comunidad en las actividades de la exploración y la producción de hidrocarburos.

El Capítulo 6 concluye el contenido del libro con un análisis de los aspectos legales vinculados a la exploración y producción de hidrocarburos, incluyendo los antecedentes históricos que fueron conformando esta actividad.

Se han incorporado también en los distintos capítulos las consideraciones relativas a los llamados reservorios “no convencionales”, que están siendo estudiados con particular interés en la Argentina y han abierto favorables expectativas acerca de su futuro.

Ernesto A. López Anadón
Presidente del IAPG

