

Luis Cabanillas
Gustavo Carstens
Juan Pablo Lovecchio
Patricio A Marshall

Luis Rebori
Juan Carlos Soldo
Eduardo Vallejo
Gustavo Vergani

Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo

Hidrocarburos convencionales y no convencionales

Conceptos básicos de la geología del petróleo

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por cadenas de carbono e hidrógeno originados en el subsuelo terrestre por transformación química de la materia orgánica depositada con rocas sedimentarias de grano fino en el pasado geológico. Las rocas sedimentarias se forman a partir de la depositación o precipitación de sedimentos (partículas o granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes) que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento y depositados en zonas deprimidas de la corteza terrestre denominadas cuencas sedimentarias donde pueden ser preservados durante un determinado lapso de la historia geológica; normalmente, millones de años. En las cuencas sedimentarias, los sedimentos se depositan en distintos ambientes: continentales (fluvial, lacustre, eólico, glacial, etcétera), marinos (en

plataforma submarina somera o ambiente marino profundo) o en ambientes de transición (playas, deltas, llanuras costeras, otros). Al depositarse, los sedimentos llevan consigo y sepultan restos de fitoplancton y zooplancton; estos restos de microorganismos son, junto con las algas y el material vegetal, los portadores de la materia orgánica que, al depositarse en un ambiente anóxico (con escaso oxígeno), es preservada sin que llegue a descomponerse. Con el sucesivo soterramiento, los sedimentos se transforman en rocas, en este caso sedimentarias, y al incrementar la profundidad estas son sometidas a mayores temperaturas según el gradiente del área. Así, los restos de microorganismos ricos en materia orgánica contenidos en sedimentos finos (comúnmente llamados roca madre o roca generadora) se transforman en kerógeno. A partir de que la roca madre alcanza una temperatura en torno a los 90°C, el kerógeno comienza a ser transformado en hidrocarburo líquido. En este caso se dice que la roca madre ingresa en ventana de petróleo (figura 1). El petróleo así generado

¿DE QUÉ SE TRATA?

Las fuentes de energía en el mundo provienen mayoritariamente de la explotación de hidrocarburos. En los últimos años se dio a conocer un nuevo tipo de yacimiento, denominado *no convencional*, en comparación con los tradicionalmente explotados o *convencionales*. En este artículo se explican sus características y diferencias.

se va acumulando en los poros, incrementando paulatinamente su volumen y presión hasta que es expulsado hacia las rocas circundantes. Cuando la roca madre alcanza los 130°C comienza a producir hidrocarburo gaseoso, ingresando en ventana de gas (figura 1) y empobreciéndose gradualmente en kerógeno residual.

Como los hidrocarburos son menos densos que el agua de formación (agua contenida en las rocas), estos tienden a moverse en un camino preferentemente ascendente a través de la columna sedimentaria; en este proceso de migración (o desplazamiento) pueden encontrar rocas reservorio, porosas y permeables, que los alojen y si, además, encuentran algún elemento o barrera que sirva de sello impermeable, se pueden acumular. Al conjunto de roca reservorio y roca sello con capacidad para alojar y retener a los hidrocarburos se lo denomina trampa. El volumen de hidrocarburo en una trampa o acumulación depende de las características, configuración y extensión de la misma. Se conocen trampas de distinto tipo y existen muchas clasificaciones para ellas pero, básicamente, pueden ser estructurales, conformadas por pliegues y/o pliegues o bloques limitados por fallas; estratigráficas, conformadas por cambios en la geometría o características del reservorio (acuñamiento, pérdida de porosidad o de permeabilidad, etcétera), y combinadas, es decir, trampas definidas por componentes tanto estructurales como estratigráficos.

Se denomina migración al proceso por el cual los hidrocarburos generados por la roca madre se desplazan desde las rocas madre hasta los reservorios. Más específicamente, se habla de migración primaria cuando estos son inicialmente expulsados de las rocas donde se generan, y de migración secundaria cuando, adicionalmente, se desplazan hasta encontrar una trampa.

Se denomina sistema petrolero al conjunto de elementos y procesos necesarios para que, sincronizados temporalmente de manera apropiada, conduzcan a la generación de hidrocarburos y su posterior migración, entrapamiento y preservación dentro de una acumulación. Para que un sistema petrolero convencional sea efectivo es necesario

que exista roca madre madura (en condiciones de generar), vías de migración, roca reservorio, sello y trampas que hayan sido formados antes o durante el proceso de migración (figura 1).

Reservorios convencionales y no convencionales

En los reservorios o yacimientos convencionales, las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en la trampa por debajo de un nivel de sello; en este tipo de reservorios, las características porosas y permeables y las del fluido (gas, condensado y/o petróleo) permiten que el hidrocarburo fluya con relativa facilidad hacia el pozo. En estas acumulaciones, es crítica la existencia de una trampa que evite la fuga del hidrocarburo en su ascenso hacia la superficie (figura 1). En los yacimientos convencionales es normal encontrar, además, por la densidad y flotabilidad del hidrocarburo, una columna de agua por debajo del petróleo o del gas acumulado. En general, estos reservorios son explotados con tecnología tradicional, sin mayor dificultad técnica y con buen caudal con pozos verticales, sin tener que recurrir a estimulaciones especiales para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio y así producir estos de manera económica.

Bajo el término no convencional se incluyen aquellos reservorios o yacimientos que se explotan con medios que no responden a los criterios de lo que actualmente es considerado convencional (figura 1). En el cuadro 1 se indican algunas características distintivas de yacimientos convencionales y no convencionales.

Los reservorios no convencionales requieren para su explotación económica mayores precios y más tecnología, si bien los volúmenes a recuperar son sustancialmente mayores que en los convencionales (figura 2). Pero este es un concepto dinámico, y lo que por distintos motivos en un momento dado es no convencional o complejo puede

Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales (tipo shale)
Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad
Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga.	No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos se alojan en la roca madre.
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua.	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.
Normalmente no necesitan estimulaciones (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.	Necesitan estimulación artificial para producir (fracturación) de gran envergadura.
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.	Mejor producción con pozos horizontales.

Cuadro 1. Algunas características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales.

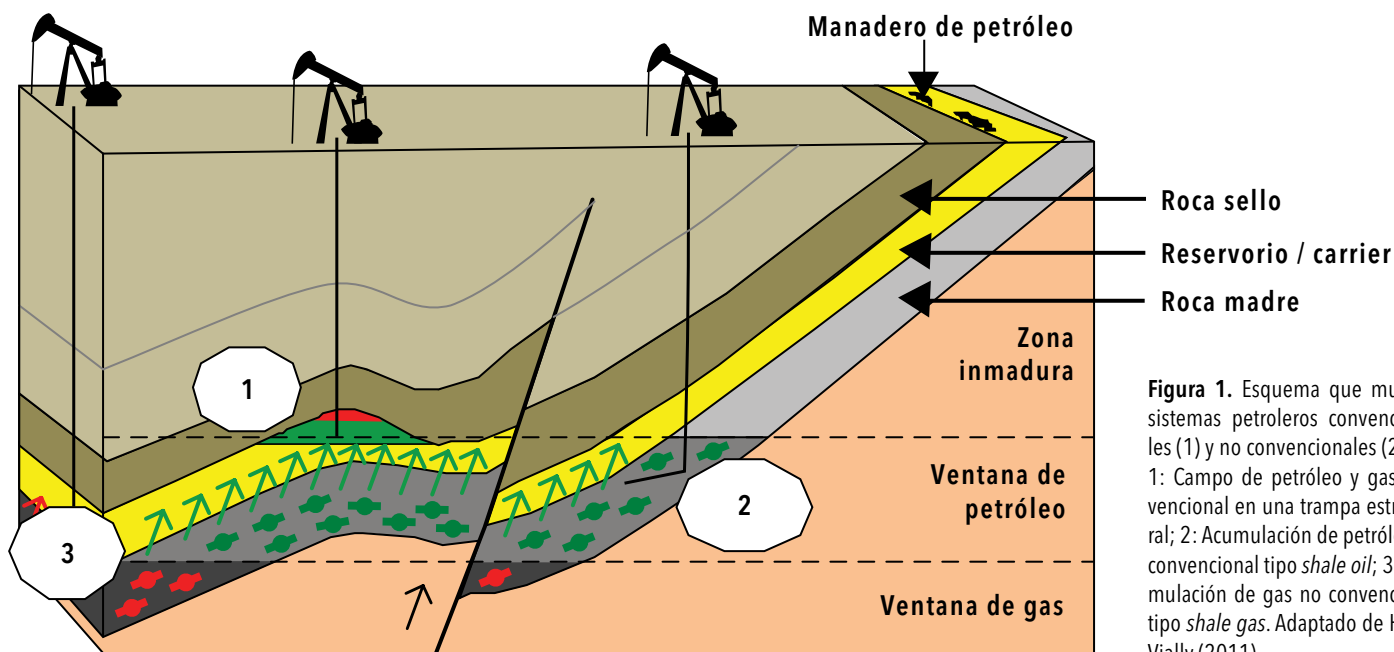


Figura 1. Esquema que muestra sistemas petroleros convencionales (1) y no convencionales (2 y 3). 1: Campo de petróleo y gas convencional en una trampa estructural; 2: Acumulación de petróleo no convencional tipo *shale oil*; 3: Acumulación de gas no convencional tipo *shale gas*. Adaptado de Huc & Vially (2011).

derivar en convencional ante situaciones favorables como mejor entendimiento técnico del reservorio o modernos desarrollos tecnológicos y condiciones de mercado que impulsen el desarrollo de los nuevos recursos. En la actualidad, el término *no convencional* en la industria del petróleo y del gas se utiliza, de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distintos tipos de complejidad, se incluyen los siguientes depósitos:

- **Gas metano de carbón (coalbed methane o CBM):** gas metano extraído de las capas de carbón a poca profundidad de la superficie. El metano se encuentra en estado casi líquido revistiendo el interior de los poros y/o en fracturas abiertas como gas libre.
- **Hidratos de gas (gas hydrates):** básicamente, hielo con gas encerrado en su estructura cristalina; donde el gas es principalmente metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica en sedimentos de fondos marinos, aunque también puede ser termogénico atrapado en la estructura cristalina de ese hielo en su migración hacia la superficie. Los hidratos de gas se generan y son estables en condiciones de muy baja temperatura y alta presión, en la mayoría de sus ocurrencias en fondos marinos profundos. Si bien es un recurso que comprende volúmenes muy importantes, no hay por el momento tecnologías seguras para explotarlo y se encuentra en una etapa de investigación y experimentación.
- **Reservorios fracturados:** rocas de muy baja porosidad de matriz que presentan fracturas naturales donde se aloja el hidrocarburo.
- **Gas de arenas compactas (tight gas):** este término se utiliza para describir reservorios, mayormente arenosos pero también carbonáticos, de muy baja permeabilidad al gas. Es un término ambiguo ya que puede incluir acumulaciones de gas en trampas convencionales con contactos de agua. Un término más amplio, de connotación genética, es el *Basin-Centered Gas System* o gas de centro de cuenca; con este término se consideran los sistemas semiconfinados con reservorios de muy baja permeabilidad en los cuales, bajo condición de sobrepresión y por un efecto de cuello de botella, la acumulación del gas generado excede la capacidad de migración o escape del mismo hacia niveles más someros. No aplican a estos reservorios los conceptos tradicionales de entrapamiento. Para facilitar la fluencia de los hidrocarburos hacia el pozo, el reservorio es estimulado mediante trabajos de fracturas hidráulicas. Se denomina *fractura hidráulica* el proceso de inyectar agua y arenas a alta o muy alta presión en una roca a fin de generar, artificialmente fracturas que aumenten la conexión entre los espacios porosos y mejoren su permeabilidad; el agua a presión fractura la roca y la arena actúa como sostén de la misma, evitando que se vuelva a cerrar.
- **Gas o petróleo de lutitas (shale gas-shale oil):** los términos *shale gas* y *shale oil* describen rocas de grano fino, ricas en materia orgánica (lutitas) capaces de producir hidrocarburos en forma comercial cuando son estimuladas mediante fracturas hidráulicas. En estos yacimientos, la roca generadora actúa al mismo tiempo como reservorio y sello. Tampoco aplican en este caso los conceptos tradicionales de entrapamiento.

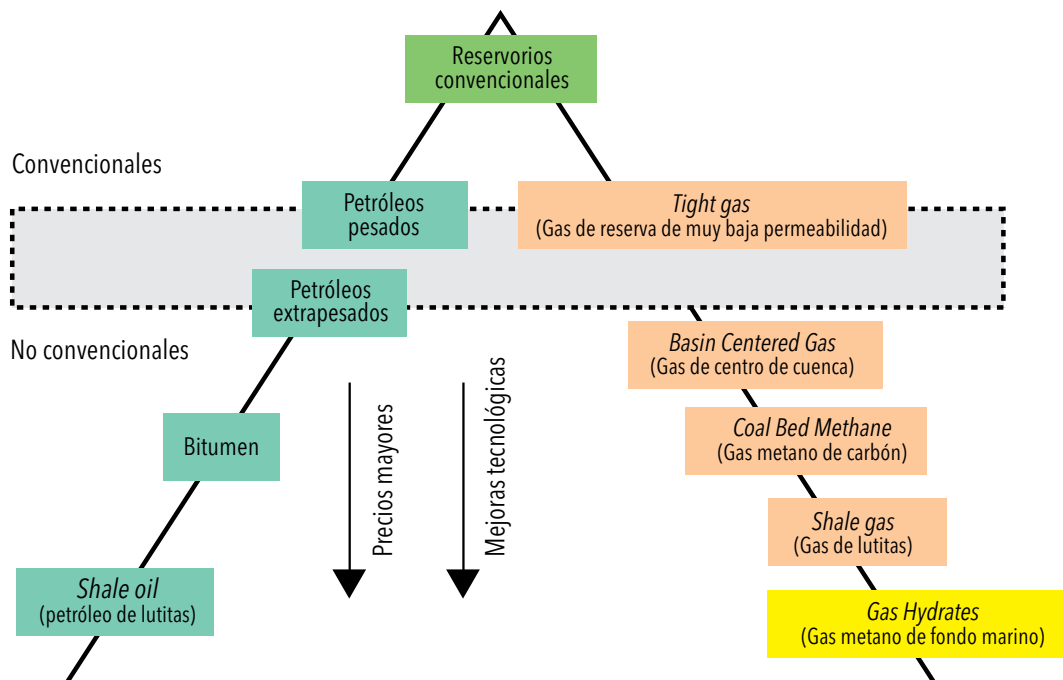


Figura 2. Reservorios convencionales y no convencionales. Las líneas punteadas demarcan lo actualmente considerado como transicional entre las dos clases de reservorios. Hacia la base de la pirámide, los volúmenes de recursos considerados son mayores. Modificado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, noviembre de 2011, -Society of Petroleum Engineers (SPE) - American Association of Petroleum Geologists (AAPG) - World Petroleum Council (WPC) - Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) - Society of Exploration Geophysicists (SEG)

Si bien la exploración y el desarrollo de los reservorios no convencionales requieren la aplicación de métodos y tecnologías nuevas y costosas, estos contienen, por su gran extensión, volúmenes de hidrocarburos sustancialmente mayores a los contenidos en los reservorios convencionales (figura 2). Este hecho, sumado a que ya casi no se encuentran trampas convencionales de gran magnitud que permitan reponer reservas, ha llevado a las empresas petroleras a concentrar esfuerzos en tratar de entender cómo funcionan y cómo pueden ser desarrollados los reservorios no convencionales. En este sentido, a partir del desarrollo de mejores y más eficientes métodos de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, más la existencia de una industria de servicios dinámica y competitiva, los yacimientos de *tight gas* y de *shale* están siendo intensamente desarrollados en los Estados Unidos con tanto éxito que ese país experimentó un fenomenal crecimiento, tanto en reservas como en producción de gas y petróleo; tan notable que, a futuro, prevé cambiar su posición de importador a exportador de hidrocarburos.

En los Estados Unidos, y también en Canadá, el desarrollo comercial de los *tight gas sands* comenzó en la década del 80. Desde esa época, las mejoras tecnológicas y la optimización de las actividades de perforación y terminación de pozos han permitido, de manera progresiva, disminuir costos y hacer factible la puesta en producción de un gran número de campos. En la actualidad, en estos dos países el desarrollo de este tipo de yacimientos se considera convencional. En la Argentina, en la cuenca

neuquina, se experimenta una situación similar ya que cada vez más se están explorando y poniendo en producción campos de gas de arenas compactas.

En el caso de los reservorios *shale*, comenzaron a ser desarrollados en los Estados Unidos a principios de los años 90. En los reservorios *shale*, el hidrocarburo está contenido en la roca, por lo que el único proceso necesario es la generación. El término *shale* es usado de manera genérica, ya que los hidrocarburos pueden estar almacenados en una gran variedad de tipos de rocas de grano fino con materia orgánica diseminada, incluyendo arcilitas, limolitas y areniscas de grano muy fino. Estas rocas pueden ser silíceas o carbonáticas, o encontrarse intercaladas entre ellas en capas muy delgadas. La presencia de distintos tipos de rocas orgánicamente ricas implica que existen numerosos mecanismos de almacenaje de hidrocarburos. Técnicamente se denomina *shale oil* al crudo producido por pirólisis o disolución termal a partir de esquistos (*shale*) bituminosos, y *tight oil* al crudo contenido en las rocas generadoras. En las lutitas, el gas puede estar almacenado como gas libre en el sistema poroso (microporos y nanoporos) y adsorbido en la materia orgánica. El proceso de maduración, generación y expulsión de hidrocarburos de una roca madre produce en la misma un incremento en la porosidad. La permeabilidad de los sistemas *shale* es extremadamente baja.

Aunque en los detalles ningún reservorio *shale* es igual a otro, hay factores de primer orden que son necesarios para que una roca generadora constituya un reservorio; estos factores son los siguientes:

- Contenido de materia orgánica mayor de 2% para gas y mayor de 4% para petróleo.
- Estar en ventana de generación de hidrocarburos, es decir, en condición de madurez adecuada para la materia orgánica.
- Estar distribuida de manera amplia y continua y poseer buen espesor.
- Tener una composición litológica que le otorgue condiciones de fragilidad para que pueda ser fracturada.

A estos factores se suman otros elementos que pueden contribuir a mejorar y/o modificar la productividad, entre ellos:

- Presencia de fracturas y microfracturas.
- La relación entre la cantidad de gas libre (en el espacio poral) en relación con el gas adsorbido en la materia orgánica que genere hidrocarburos.
- La presión de poros en el reservorio.
- El tipo de materia orgánica (tipo de kerógeno).
- La composición y mineralogía de las rocas (volumen de sílice y carbonatos respecto del volumen de arcillas).
- Cantidad y tipo de porosidad orgánica y de matriz.

En general, la calidad de un reservorio *shale* resulta de la combinación entre las características de la roca y la calidad de las fracturas inducidas en la misma, ya que

estimular hidráulicamente una lutita es equivalente a dotarla de las condiciones de permeabilidad necesarias para que los hidrocarburos puedan ser movilizados.

El desarrollo de los reservorios *shale* demanda fuertes inversiones, el uso de tecnologías de punta, la perforación de una alta densidad de pozos, estimulaciones hidráulicas continuas y una intensa gestión ambiental.

En la Argentina, el término *shale* cobró notoriedad cuando el Departamento de Energía de los Estados Unidos difundió un informe con los resultados de una evaluación realizada sobre las rocas generadoras de 48 cuencas en 32 países (EIA, 2011). En ese informe, los recursos hidrocarburíferos técnicamente recuperables estimados para seis rocas generadoras de cuatro cuencas sedimentarias argentinas alcanzan los 744 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas según el siguiente desglose:

• Fm Vaca Muerta (cuena neuquina)	240 TCF
• Fm Los Molles (cuena neuquina)	167 TCF
• Fm Palermo Aike (cuena austral)	108 TCF
• Fm Aguada Bandera (cuena golfo San Jorge)	50 TCF
• Fm Pozo D-129 (cuena golfo San Jorge)	45 TCF
• Fm San Alfredo (cuena chaco-paranaense)	164 TCF
TOTAL	744 TCF

Según el citado informe, esta evaluación posiciona al país en el tercer lugar del ranking en recursos *shale*, luego de China y de los Estados Unidos.

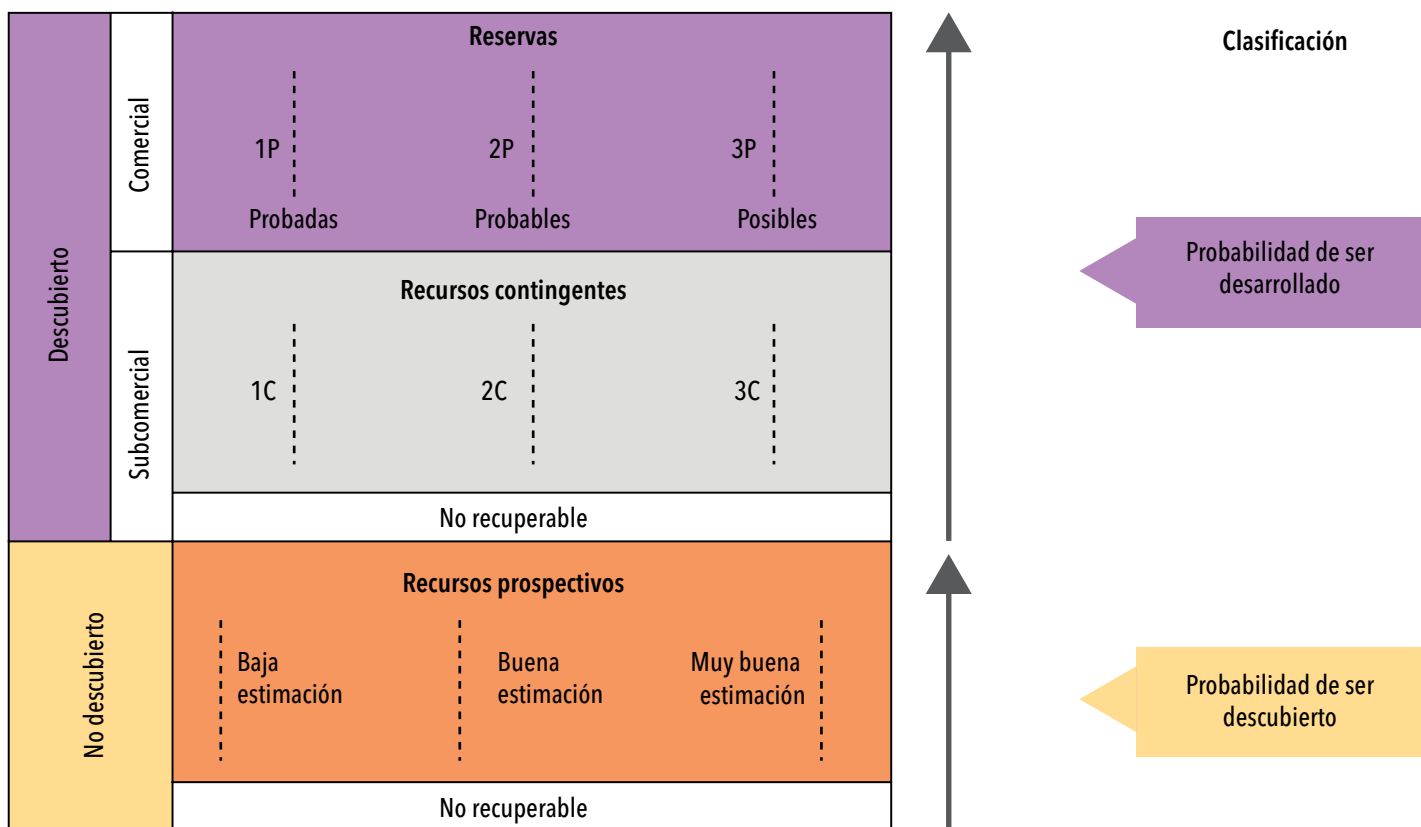


Figura 3. Clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado de *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*, noviembre de 2011, Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists - World Petroleum Council - Society of Petroleum Evaluation Engineers - Society of Exploration Geophysicists.

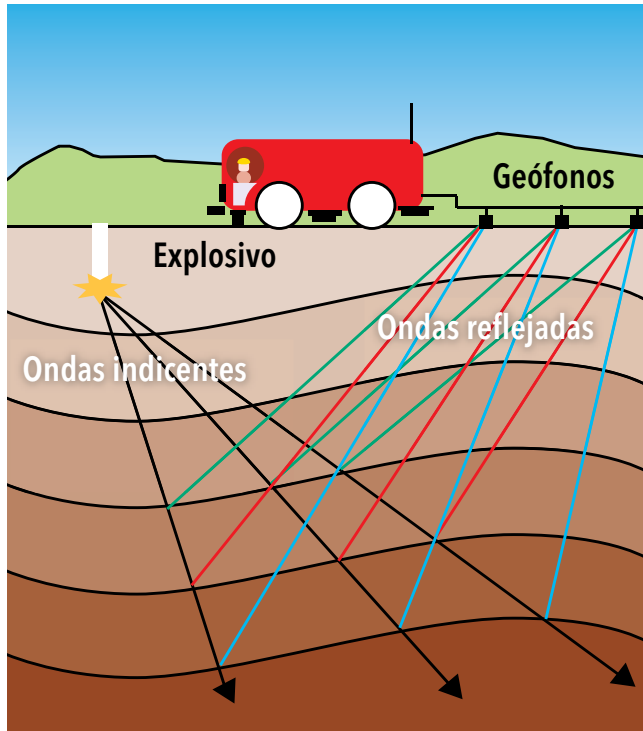


Figura 4. Esquema básico del trayecto de ondas sísmicas en registro sísmico en dos dimensiones en tierra.

De las rocas evaluadas se destaca la formación Vaca Muerta, en la cuenca neuquina, que presenta características geoquímicas y geológicas que la equiparan con los mejores reservorios *shale* actualmente en producción en los Estados Unidos.

Reservas y recursos

En la industria del petróleo y del gas, como se hace en otras actividades económicas, es imprescindible disponer de un inventario de recursos ya que el valor de las empresas está en relación a cuanto se tiene y cuanto se puede vender. El problema, a diferencia de las otras industrias, es que en este caso los recursos se encuentran a centenas y miles de metros de profundidad; no son visibles a nuestros ojos y tampoco los podemos contar con nuestras manos. Por ello, la estimación debe efectuarse sobre la base de evaluar datos que nos proporcionan evidencias respecto de cantidades de petróleo y gas que pueden estar acumuladas en los reservorios.

La estimación de recursos en esta industria es un asunto primordial, y por ello están claramente definidos y actualizados permanentemente los criterios y la nomenclatura que deben ser utilizados (figura 3). Según la clasificación vigente, las categorías de recursos consideradas —como recursos prospectivos, recursos contingentes 1C, 2C o 3C y reservas probadas, probables y posibles— se ordenan en función de la certeza o la incer-

tidumbre de su existencia y de la comercialidad de los proyectos. La mayor o menor incertidumbre de cada categoría depende básicamente de la cantidad, el tipo y la calidad de los datos disponibles (mucho, poco, directo, indirecto, etcétera), que a su vez está relacionado con el tipo de herramienta y método utilizado, y de la experiencia de los profesionales que lo interpretan.

Como generalmente se trata de fluidos, las cantidades se expresan en unidades de volumen; en nuestro país y en algunos otros se utiliza el sistema métrico (metros cúbicos) tanto para gas como para petróleo; en otros países —en la gran mayoría—, se emplean las unidades inglesas (barril para el petróleo y pie cúbico para el gas).

Exploración de hidrocarburos: métodos y técnicas

Desde hace más de un siglo, geólogos y geofísicos han estado buscando hidrocarburos y realizando importantes descubrimientos en muchas partes del mundo. En la actualidad se piensa que la gran mayoría de los denominados *campos gigantes* de tipo convencional (mayores a 500 millones de barriles de petróleo o gas equivalente recuperable, que representan casi 82 millones de m³) ya se han encontrado y que probablemente los hallazgos futuros sean cada vez más pequeños y más complejos.

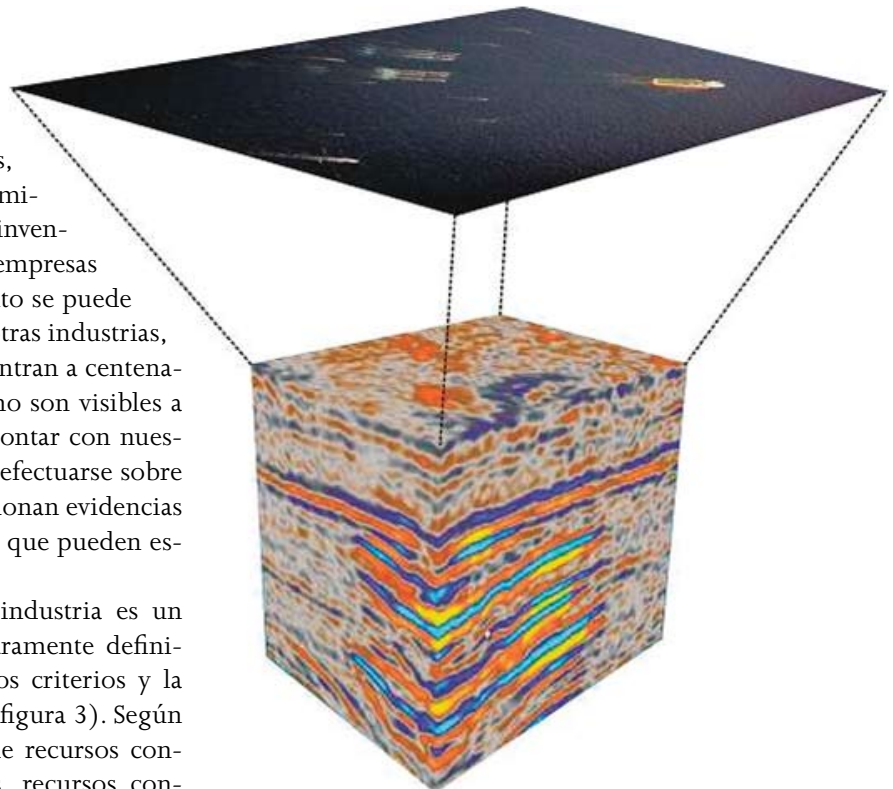


Figura 5. Esquema de cubo de datos sísmicos obtenido a partir de un registro de reflexión en tres dimensiones en el mar.

Las tecnologías involucradas en la exploración de hidrocarburos han evolucionado de tal manera que la eficiencia en su búsqueda tiende a disminuir el riesgo exploratorio de los proyectos. De esta forma, los objetivos exploratorios de mayor complejidad, los pozos de exploración y de avanzada, pueden ser localizados con más precisión y mejor chance de éxito. A pesar de estas mejoras tecnológicas, la exploración de hidrocarburos es una actividad de alto riesgo comparada con otras actividades del mercado mundial. Una gran cantidad de compañías, estatales o privadas, poseen importantes carpetas de proyectos exploratorios globales, cada uno de estos con sus características geológicas y económicas y matriz de riesgos asociados, con posibilidad de encontrar petróleo y/o gas. Gestionar y llevar a cabo estos proyectos y sus operaciones forman parte de los desafíos más importantes para las compañías.

Para una compañía petrolera, es muy común trabajar durante varios años antes de tomar la decisión final de perforar un pozo. Durante ese período, la historia y los antecedentes geológicos del área a ser explorada deberán ser estudiados de manera tal de poder cuantificar la incertidumbre y los riesgos asociados al proyecto. Habitualmente, estos estudios involucran trabajos de campo, levantamientos, estudios potenciales (magnéticos y gravimétricos) y estudios sísmicos.

El objetivo principal de cualquier proyecto exploratorio es encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos a un costo razonable y en un período relativamente corto, esto es, de pocos años.

La secuencia más comúnmente usada en los proyectos exploratorios, una vez que la región en cuestión ha sido seleccionada, es definir la cuenca. Para ello se realizan estudios geológicos de superficie y geofísicos. Estos últimos son los que permiten entender lo que ocurre en el subsuelo y están orientados a encontrar trampas de hidrocarburos. Una vez corroborada la presencia de una cuenca sedimentaria, el primer dato geofísico que se interpreta son las anomalías de gravedad y magnéticas.

Luego de identificar dentro de la cuenca los sectores de mayor interés prospectivo asociados, se procede generalmente a adquirir el dato sísmico bidimensional (2D) de tipo regional, con un gran espaciamiento entre líneas (figura 4). Esta información permite representar en una sección en profundidad las características geológicas de la cuenca, como su estratigrafía y estructura. Las campañas sísmicas por lo general cubren grandes áreas con el fin de refinar los objetivos anteriormente identificados de manera tal de encontrar indicios de trampas estructurales y/o estratigráficas que eventualmente contengan el hidrocarburo atrapado. Últimamente y con la mejora de la confección y evolución de las herramientas y algoritmos de registración sísmica, la adquisición tridimensional (3D) con parámetros adecuados a veces forma parte de la etapa de estudio exploratorio. Esta metodología

también se vio favorecida por el crecimiento del poder de procesamiento de datos digitales (figura 5).


Con la información recolectada se procede a analizar e interpretar la geología del subsuelo y definir posibles trampas donde puedan existir acumulaciones de interés para prospectar. La decisión de perforar un prospecto se toma luego de la cuantificación de sus recursos, de las chances de éxito de encontrar hidrocarburos y de la evaluación frente a todas las opciones definidas en la zona, de acuerdo con criterios de tamaño, riesgos e inversiones. Los resultados del pozo perforado permiten validar el concepto estudiado, ya que no hay otra manera de comprobar la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. Un pozo exploratorio por lo general es perforado en una región donde hay incertidumbre y riesgo debido al poco conocimiento del modelo geológico al inicio del estudio. En la figura 6 se muestra un equipo de perforación. Los pozos perforados se convierten



Figura 6. Equipo de exploración profunda, yacimiento Ramos, Salta, cuenca paleozoica.

en descubridores cuando se comprueba que encuentran acumulaciones de petróleo y/o gas. Luego se analizan los datos aportados y se establece si los hallazgos otorgan al proyecto viabilidad económica. Por el contrario, si el pozo no encuentra hidrocarburos (puede producir agua

de formación o directamente no tener productividad), se lo denomina *pozo seco*.

En el cuadro 2 se indican los usos más comunes de los métodos geofísicos y de perforación según se trate de yacimientos convencionales o no convencionales. 

Metodología	Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales (tipo <i>shale</i>)
Gravimetría – Magnetometría	Utilizado para delinear áreas de interés a escala de cuenca o minicuenca, poca resolución vertical, gran extensión areal.	Generalmente no se utilizan pues normalmente los reservorios no convencionales se encuentran en cuencas productoras.
Sísmica 2D	Interpretación de eventos sísmicos que permiten delinear con más detalle los conceptos exploratorios respecto de la gravimetría o la magnetometría.	Análisis especiales de atributos sísmicos.
Sísmica 3D Interpretación estructural	Refinamiento en términos de las características estructurales y estratigráficas de los prospectos y/o locaciones de pozos exploratorios.	Análisis especiales de atributos sísmicos.
Sísmica 3D Interpretación sismoestratigráfica	Caracterización de rocas potenciales de ser reservorios usando la información sísmica.	Ubicación de sectores donde las condiciones paleoambientales habrían favorecido la acumulación de más y mejor calidad de materia orgánica.
Sísmica 3D Inversión de trazas	Usado para caracterizar propiedades petrofísicas y cuantificar la calidad del reservorio.	Usado para estimar propiedades mecánicas de la roca y presencia de zonas más fracturables.
Pozos verticales y/o dirigidos	Comprueban la existencia de acumulaciones en rocas reservorios. Producen petróleo y gas.	Comprueban la existencia de acumulaciones en roca madre ya sea petróleo (<i>shale oil</i>) o gas (<i>shale gas</i>). Resultan productivos de acuerdo con las características de la roca.
Pozos horizontales	Incrementan la sección productiva del reservorio	Son una opción para obtener producciones más rentables sobre todo cuando los espesores de la roca madre no son importantes.
Estimulación durante la terminación	Muchos reservorios no la necesitan, otros requieren acidificaciones y/o fracturación.	Necesitan fracturar la roca para aumentar la permeabilidad y de esa manera alcanzar caudales productivos económicos.

Cuadro 2. Usos más comunes de métodos geofísicos y de perforación según el tipo de yacimiento.

LECTURAS SUGERIDAS

DOBRI M & SAVITT C, 1988, *Introduction to Geophysical Prospecting*, 4ª edición, McGraw-Hill.

Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, noviembre de 2011, Society of Petroleum Engineers (SPE)-American Association of Petroleum Geologists (AAPG)-World Petroleum Council (WPC)-Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)-Society of Exploration Geophysicists (SEG).

HUC AY & VIALLY R, 2011, *New perspectives for fossil fuels: Hydrocarbons in unconventional settings*, CNRS e-book.

KUHN O, 2004, 'Ancient Chinese Drilling, Geo-X Systems', Calgary, CSEG RECORDER. Disponible en www.cseg.ca/publications/recorder/2004/06jun/06jun-ancient-c

SHERIFF RE, 2002, *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*, 4ª edición, Society of Exploration Geophysicists Tulsa.

TELFORD WM, GELDART LP & SHERIFF RE, 1990, *Applied Geophysics*, 2ª edición, Cambridge University Press, Cambridge.



Los autores son miembros de la Comisión Directiva 2012 - 2014 de la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo.
www.aaggp.org.ar
aagygp@gmail.com