

Editor	Víctor Casalotti
Corrección técnica	Enrique Kreibohm
Diseño y Producción	Cruz Arcieri & Asociados
Impresión	Talleres Trama

La fotografía de la portada es un aparato individual de bombeo, del Área Cerro Dragón (Chubut y Santa Cruz). Gentileza de Banco de imágenes de Pan American Energy © 2012.

Agradecemos a las empresas socias que facilitaron las imágenes que ilustran este libro.

© Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Queda hecho el depósito que previene la ley 11.723
Reservados todos los derechos.

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos /
Luis Stinco ... [et.al.]. - 1a ed. - Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013.
260 p. : il. ; 20x28 cm.

ISBN 978-987-9139-63-9

1. Hidrocarburos. I. Stinco, Luis
CDD 661.81

Fecha de catalogación: 13/03/2013

Esta edición de 3.000 ejemplares, se terminó de imprimir en Talleres Trama, en abril, 2013.

Impreso en la Argentina.

Agradecimientos

Este libro ha sido posible gracias al apoyo de las siguientes empresas:

Bolland & Cía. S.A.
Camuzzi Gas Pampeana S.A.
Chevron Argentina S.R.L.
Compañía General de Combustibles S.A.
Constructora Norberto Odebrecht S.A.
Distribuidora de Gas Centro - Cuyo S.A. (Ecogas)
Gas Natural BAN S.A.
Gas Nor S.A.
Genneia
Litoral Gas S.A.
Metrogas S.A.
Occidental Argentina Exploration & Production Inc.
Pan American Energy LLC.
Petrobras Argentina S.A.
Pluspetrol S.A.
Rafael G. Albanesi S.A.
Tecna
Tecpetrol S.A.
Tenaris (Siderca S.A.)
Total Austral S.A.
Transportadora de Gas del Norte S.A.
Transportadora de Gas del Sur S.A.
Wintershall Energía S.A.
YPF S.A.

Prólogo

A pesar de los esfuerzos puestos en la búsqueda de recursos sustitutos y en el desarrollo de otros recursos energéticos, la humanidad continuará dependiendo de los hidrocarburos para satisfacer sus necesidades energéticas por muchos años más.

El *World Energy Outlook* (2012) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) prevé que la demanda mundial de petróleo crecerá de 87,4 mb/d (millones de barriles por día) en 2011, a 99,7 mb/d en el año 2035; es decir, de 5.072 a 5.785 millones de m³ por año. Esta previsión corresponde al escenario que la IEA define como *New Policies Scenario*, basado en la efectiva adopción de un conjunto de políticas gubernamentales para promover el uso eficiente de la energía y supone precios más elevados para los hidrocarburos. En caso de continuarse con las actuales políticas y no lograrse estos propósitos, la demanda de petróleo en el 2035 treparía a 108,5 mb/d.

Respecto al gas natural, la Agencia estima que su consumo aumentará de 2800 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) a 4106 Mtep entre los mismos años. Esto representa un incremento del 47% en el período, que supera ampliamente el crecimiento del 32% estimado para el conjunto de los distintos suministros energéticos (carbón, petróleo, gas, nuclear, hidroelectricidad, bioenergía y otros). De este modo, la participación del gas natural en el conjunto de los suministros subirá del 22% actual al 24% en el año 2035.

El mismo trabajo estima que el total de las inversiones mundiales en el *upstream* para petróleo y gas, alcanzará 619 mil millones de dólares solamente en el año 2012, cinco veces el nivel del año 2000; y se mantendrá aproximadamente en ese nivel durante todo el período mencionado.

En lo que respecta a la Argentina, hubo en los últimos cuarenta años una gradual sustitución de petróleo por gas natural. Los hidrocarburos en conjunto aportaron más del 85% de la matriz energética del país durante esos años. En el futuro, si bien es previsible un aumento en la participación de otras fuentes energéticas, la demanda de petróleo y gas seguirá creciendo, acompañando el incremento general del consumo, y la matriz energética continuará basada, fundamentalmente, en los hidrocarburos.

Esta realidad representa un gran desafío para la actividad de exploración y producción (E&P) del país. Los actuales yacimientos de hidrocarburos en producción se encuentran en un avanzado estado de madurez. Se trata de yacimientos con varias décadas de explotación, que ya han alcanzado su pico de producción y ahora están declinando la productividad promedio por pozo, que pasó de 9,6 m³/d en 1998 a 4,0 m³/d en la actualidad, en el caso del petróleo; y de 143 mil m³/día a 61 mil m³/d en los pozos de gas, en el mismo período. Ello implica que se necesita más del doble de pozos en producción efectiva para mantener los niveles de producción.

Sin duda, el petróleo fácil será cada vez más escaso. Los hidrocarburos por extraer en el futuro provendrán de estos yacimientos cada vez más maduros, o de los llamados *reservorios no convencionales*, conformados por rocas de baja permeabilidad/arenas compactas. La tecnología de producción de estos reservorios es compleja, y los costos de producción, significativamente más elevados.

Sin embargo, todo ello importa una oportunidad para la industria de E&P en la Argentina, que parece estar ante una nueva etapa de su desarrollo, y cuya historia recién comienza a escribirse.

Por un lado, el reciente desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías para mejorar el factor de recuperación de los hidrocarburos in situ permiten vislumbrar una importante incorporación de reservas y de producción por este medio, en yacimientos convencionales.

Por otra parte, aun cuando falta la evaluación cuantitativa definitiva, el país se encuentra bien posicionado respecto a la posibilidad de explotar los recursos hidrocarburíferos provenientes de los antes citados reservorios no convencionales. En los últimos años se han mejorado las tecnologías y se han incorporado experiencias, que abren favorables expectativas al respecto.

Como vemos, el futuro es desafiante, pero prometedor. El aprovechamiento de estas oportunidades puede significar un verdadero salto para esta industria.

Estas circunstancias han motivado al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas para encargarse de la edición de este nuevo libro. El propósito es describir para el lector no especializado en el tema, los aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos, como asimismo, las consideraciones estratégicas de una empresa de E&P al momento de tomar una decisión, como desarrollar reservas, licitar por una nueva área, evaluar inversiones, planificar nuevos desarrollos, etc. Continuamos de este modo con la tarea que iniciamos con la edición del primer libro de esta serie, sobre la refinación del petróleo, en el año 2011.

Se ha tratado de mantener un lenguaje simple, de fácil entendimiento, ya que el libro está destinado a todas aquellas personas que deseen comprender la problemática y la lógica asociadas a las decisiones y sus consecuencias en la actividad de E&P. Específicamente está dirigido a profesionales de otras disciplinas que deseen interiorizarse de forma general en estos aspectos, a estudiantes y al público interesado en esta materia.

Es mi deseo que su lectura resulte amena e ilustrativa para tal fin.

Cierro este prólogo con un reconocimiento especial a los autores que aportaron su conocimiento en cada tema y con ello hicieron posible la publicación de este libro. A todos ellos, muchas gracias.

Ernesto A. López Anadón
Presidente del IAPG

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



► CAPÍTULO - 01

Introducción a la geología

Luis Stinco

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos



01 | Introducción a la geología

El término “geología” proviene del griego *geo* (‘tierra’ o ‘la Tierra’) y *logos* (‘discurso’). Es la ciencia que estudia nuestro planeta y, por extensión, los materiales que lo componen, los procesos que se desarrollan interna y externamente a él, así como su evolución a lo largo del tiempo incluyendo los organismos que han habitado el planeta. Jean André de Luc fue el primero que propuso la utilización de este término en 1778 (Rudwick, 2001).

Las ciencias geológicas han evolucionado sustancialmente desde que James Hutton publicara *Theory of the Earth* en 1795 y Charles Lyell, *Principles of Geology* en 1830. La cristalografía, la mineralogía y la gemología estudian los cristales, los minerales y las piedras preciosas respectivamente. La petrología investiga las asociaciones de minerales, y la petrografía las describe. El estudio de las cavidades naturales es realizado por la espeleología. La estratigrafía determina las edades relativas entre las distintas sucesiones de rocas sedimentarias (estratos), y la sedimentología centra su atención en la génesis de estas rocas y de los ambientes sedimentarios correspondientes. La geología ambiental se especializa en optimizar la utilización de los recursos naturales preservando el planeta. A la geología del petróleo y del gas le concierne la exploración y la producción de los hidrocarburos en las diversas formas en que se presentan en la naturaleza, así como la geología económica se orienta a la exploración y explotación de los minerales. La geología estructural estudia la deformación de las rocas y los resultados de estas. La geología histórica analiza la evolución del planeta desde su génesis, la geología regional trata sobre las características geológicas de determinadas áreas en particular, en tanto que la geología planetaria extiende los conocimientos geológicos hacia el universo. Las formas del paisaje terrestre son estudiadas por la geomorfología. La geoquímica hace referencia al estudio del planeta sobre la base de la composición química de sus constituyentes, en tanto que la geofísica lo hace desde las características físicas de estos. La hidrogeología investiga sobre la interrelación del agua con las rocas y su posterior utilización por el hombre. La paleontología (estudio de los organismos fósiles) y la palinología (estudio de polen, esporas y dinoflagelados), se han especializado en discernir los procesos evolutivos biológicos terrestres. La comprensión de los sismos es realizada por la sismología, en tanto que la volcanología estudia la actividad volcánica y sus procesos asociados.

El tiempo geológico

La evolución del conocimiento científico sobre la Tierra permitió que en menos de 4 siglos se pasara de asignarle una edad de solo 6.000 años a más de 4.600

millones de años (Ma). Asimismo, se llegó a la conclusión de que los procesos que actualmente modifican tanto la superficie como el interior del planeta han estado presentes desde su origen. Resulta claro, entonces, que la perspectiva geológica del tiempo y del espacio produjo cambios sustanciales en el pensamiento de las sociedades, lo que afectó la percepción que se tenía del planeta.

No obstante, para los geólogos hablar de edades en general no implica considerar los mismos intervalos de tiempo que habitualmente otras disciplinas están acostumbradas a utilizar. En particular, con anterioridad al descubrimiento de la radiactividad, no existía método alguno que permitiera obtener una edad absoluta confiable.

Datación relativa

Para poder asignar una continuidad lógica, y de acuerdo con los procesos naturales de sucesión de eventos, se utilizó y aún se recurre al concepto de datación relativa. De esta manera, si bien no es posible establecer en qué momento sucedió un evento, sí es factible determinar el orden de estos, estimando cuál ocurrió en primer lugar, cuál en segundo y así sucesivamente. Nicolás Steno (1638-1686) estipuló tres principios fundamentales para el concepto de datación relativa:

- 1) Horizontalidad original: el material naturalmente fragmentado (sedimento) se depositó de manera horizontal aun cuando en la actualidad lo encontremos inclinado.
- 2) Continuidad lateral: con continuidad lateral, independientemente de que hoy se lo encuentre segmentado o truncado.
- 3) Superposición: y con lo más moderno por encima de lo más antiguo.

A estos cabe sumarle el “principio de intersección”, en donde se establece que cualquier evento que intersecte a otro es posterior en el tiempo. Del mismo modo, la inclusión de fragmentos de roca más antiguos contenidos dentro de otra más joven proporciona una herramienta adicional al momento de determinar las edades relativas.

Estos conceptos asumen que el material se ha depositado de manera continua y sin interrupciones, de forma concordante. Sin embargo, a lo largo de la historia de la Tierra, se han producido discontinuidades; concretamente existen intervalos de tiempo no representados en las rocas que deben ser reconocidos cuando construimos la escala de tiempo.

Dado que la escala de tiempo geológico debe cumplir con la condición de ser utilizable en todo el planeta, es fundamental contar con herramientas que permitan comparar y reconocer rocas –correlacionar– en posiciones geográficas distantes. Los fósiles, restos de organismos o sus improntas (marcas de actividad biológica), tienen una función destacada en todo esto. A partir del principio de sucesión biótica, que postula que los organismos fósiles se encuentran en las rocas en un orden definido y determinable, es posible reconocer los períodos de tiempo correspondientes sobre la base del contenido fosilífero. Así, al comparar su registro fósil es que pueden correlacionarse rocas de edades similares o bien distinguir cuál es la más antigua o la más moderna. Los denominados *fósiles guías* tienen la particularidad de que alcanzaron una distribución geográfica importante en un período de tiempo acotado, por lo tanto, toda vez que se los encuentra es posible asignarle a la roca que los contiene la misma edad con independencia de su localización geográfica.

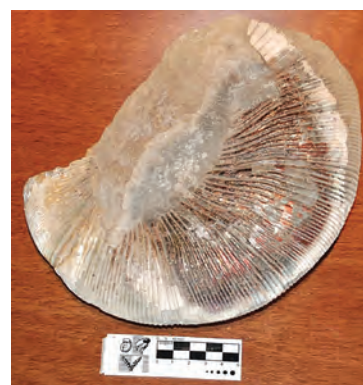


Figura 1. *Ammonites* de la Isla Marambio (foto L. Stinco).

Datación absoluta

Además de describir la secuencia de eventos y de poder establecer fechas relativas, en geología es necesario contar con una datación absoluta. La construcción y ensamblado de una escala de tiempo geológico requiere de una serie de pasos bien definidos: a) construcción de una escala cronológica de los registros de roca terrestres, b) identificación de niveles patrón de calibración para el uso de radioisótopos, c) utilización de ciclos orbitales terrestres para calibrar secuencias con suficiente información de fósiles o magnética, d) capacidad de interpolar los datos entre las escalas cronológica y de rocas, y e) estimación de los niveles de error asociados a las determinaciones (Gradstein y Ogg, 2005).

Para los últimos 23 Ma de historia geológica, se utilizan características astronómicas para ajustar en detalle la cronología de los eventos. Las interacciones gravitacionales entre la Tierra, el Sol, la Luna y los demás planetas producen cambios sistemáticos en la órbita y en la rotación terrestres. El resultado es la existencia de oscilaciones cíclicas en la excentricidad de la órbita del planeta y en la inclinación y precesión del eje rotacional de la Tierra, con períodos dominantes de 410.000, 106.000, 41.000, 23.000 y 19.000 años (House, 1995).

Para rocas más antiguas, la escala de tiempo geológico se fundamenta en la datación radimétrica de los elementos. Por intermedio de esta, se establecen en una roca o mineral las proporciones de un “isótopo padre” con respecto al “isótopo hijo” producto de su período de semidesintegración (vida media), o tiempo transcurrido para que se desintegre la mitad de los átomos existentes al principio. Las velocidades con que se desintegran los distintos isótopos son constantes y han sido establecidas con suma precisión, de manera tal que esta particularidad es empleada para determinar las edades absolutas. Algunos elementos radiactivos, como el ²³⁸U, tienen períodos de semidesintegración de miles de millones de años, en tanto que otros presentan vidas medias del orden de los minutos, tal el caso del ¹⁵O, e incluso hay menores.

Isótopo Radiactivo (Original)	Producto (Derivado)	Vida Media (Años)
Samario-147	Neodimio-143	106 billones ^{10º}
Rubidio-87	Estroncio-87	48,8 billones ^{10º}
Renio-187	Osmio-187	42 billones ^{10º}
Lutecio-176	Hafnio-176	38 billones ^{10º}
Torio-232	Plomo-208	14 billones ^{10º}
Uranio-238	Plomo-206	4,5 billones ^{10º}
Potasio-40	Argón-40	1,26 billones ^{10º}
Uranio-235	Plomo-207	0,7 billones ^{10º}
Berilio-10	Boro-10	1.52 millones ^{10º}
Cloro-36	Argón-36	300.000
Carbono-14	Nitrógeno-14	5.715
Uranio-234	Torio-230	248.000
Torio-230	Radio-226	75.400

La mayoría de las vidas medias están tomadas de Holden, N.E. (1990). Química Pura y Aplicada 62: 941-958.

Figura 2. Algunos isótopos radiactivos naturales y sus vidas medias.

Eón	Era	Período		Época	Desarrollo de plantas y animales	
Fanerozoico	Cenozoica	Cuaternario		Holoceno	Desarrollo de los seres humanos	
				Pleistoceno		
		Terciario	Plioceno	"Edad de los mamíferos"		
			Mioceno			
			Oligoceno			
			Eoceno			
			Paleoceno			
	Mesozoica	Cretácico		"Edad de los reptiles"	Extinción de los dinosaurios y otras muchas especies	
	Paleozoica	Jurásico			Primeras plantas con flores	
		Triásico			Primeras aves	
		Pérmico		"Edad de los anfibios"	Dinosaurios dominantes	
		Carbonífero	Pensilvaniense			
			Misisipiense			
Devónico		"Edad de los peces"	Extinción de los trilobites y muchos otros animales marinos			
Silúrico						
Ordovícico		"Edad de los invertebrados"	Primeros reptiles			
Cámbrico						
Proterozoico			Denominado colectivamente precámbrico, abarca alrededor del 88% de la escala de tiempo geológico		Primeros organismos pluricelulares	
Arqueano					Primeros organismos unicelulares	
Hádico					Origen de la Tierra	

Figura 3. Escala de tiempo geológico.

En consecuencia, los elementos radiactivos de vida media-larga se utilizan para confeccionar la escala de tiempo geológico.

Cuando la proporción padre/hijo es 1/1 ha transcurrido un período de semidesintegración, si esta relación es 1/3 se han cumplido dos períodos, en tanto que si la proporción es 1/7 se estarían cumpliendo tres períodos de semidesintegración. Llevado a tiempos absolutos en este ejemplo, si el isótopo inestable exhibe períodos de semidesintegración de 2 Ma, la muestra tendría unos 6 millones de años de edad.

Escala de tiempo geológico

La escala de tiempo geológico representa la totalidad de la historia de la Tierra a partir de utilizar unidades de magnitud variable, tales como los eones: Hádico, Arcaico, Proterozoico y Fanerozoico. Este último subdividido en eras: Paleozoica, Mesozoica y Cenozoica que, a su vez se dividen en períodos, épocas y edades (o pisos). La forma más frecuente de presentación de la escala de tiempo geológico es mediante un gráfico que hacia la parte inferior representa los tiempos mayores y en la superior, los más recientes (figura 3).

Origen de la Tierra

De acuerdo con los estudios más recientes, el planeta Tierra y los demás integrantes del sistema solar se han formado hace unos 4.600 Ma a partir de la condensación de materiales gaseosos y polvo estelar. Este proceso conllevó a la creación de una nueva estrella, el Sol, en su centro, y las concentraciones locales de materiales que lo circundaban dieron por resultado los planetas y demás cuerpos estelares que lo acompañan orbitando a su alrededor. Gradualmente, el interior primitivo que se encontraba frío aumentó su temperatura debido a que se fue comprimiendo, a que continuó el proceso de acreción (agregado) de materiales y, además, a que se sumaron los procesos de decaimiento natural propios de los elementos radiactivos. Por todo esto, el calor producido fue mayor de lo que podía transmitirse hacia el espacio, lo que dio por resultado el fundido de ciertos constituyentes que, junto con los materiales más pesados, fueron arrastrados por las fuerzas gravitacionales hacia el interior del planeta. Los zircones (ZrSiO_4) encontrados en el oeste de Australia, con 4.400 Ma, corresponden a los minerales más antiguos hasta la fecha. La Tierra lentamente desarrolló distintas capas concéntricas, producto del enfriamiento, con propiedades fisicoquímicas diferenciadas: núcleo, manto y corteza, respectivamente. Tanto el océano como la atmósfera primigenias se formaron a partir de la separación de los elementos volátiles más livianos (McCall, 2005).

Hasta los 4.200 Ma es muy probable que la Tierra haya estado sometida a un intenso bombardeo de cuerpos provenientes del espacio y, en aquellos casos en donde las dimensiones de estos eran lo suficientemente grandes con relación al planeta, es muy factible que el impacto de estos cuerpos haya resultado en la destrucción de cualquier actividad biológica. Por esta razón, la

aparición de vida se sitúa en el intervalo comprendido entre los 4.200 y 3.500 Ma a partir del reconocimiento de la actividad de microorganismos. El impacto de objetos de menor tamaño sobre la superficie continuó sucediendo y posiblemente haya eliminado la vida sobre ella aun cuando la actividad biológica se pudo haber preservado en las profundidades oceánicas en donde la fuente de energía era el calor emanado por el planeta (Bailey, 2005). Tanto los procesos fisicoquímicos como el origen de la vida aún nos dejan un sinnúmero de interrogantes y solo con el avance del conocimiento será posible desentrañar los más mínimos detalles.

Minerales

Los minerales (por ejemplo: cuarzo, galena, calcita, yeso, oro) son sustancias resultantes de procesos geológicos que tienen lugar tanto en nuestro planeta como en cuerpos extraterrestres. Un mineral se define sobre la base de su composición química y estructura cristalina; por lo tanto, para cumplir con este requerimiento debe poseer una combinación única de estas propiedades (Nickel y Grice, 1998).

Por su parte, los mineraloides (por ejemplo: ópalo, ámbar, perlas) son sustancias que solo exhiben algunas de las propiedades de los minerales. Entre estas se incluyen aquellas de origen primariamente biogénico. Además, las que carecen de estructura interna ordenada son consideradas sustancias amorfas.

Existen unos 4.000 minerales en la Tierra y se los clasifica según su composición en:

Silicatos Muscovita $KAl_2(OH)_2AlSi_3O_{10}$	Carbonatos Calcita $CaCO_3$	Óxidos Hematita Fe_2O_3
Sulfuros Galena PbS	Sulfatos Yeso $CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Elementos nativos Oro - Au
Haluros Halita NaCl	Hidróxidos Manganita $MnOOH$	Fosfatos Fluorapatito $Ca_5(PO_4)_3F$

Figura 4. Clasificación de minerales.

El cristal es la expresión externa del ordenamiento atómico de los minerales, representado por una forma poliédrica (en el sentido geométrico) con una disposición específica de caras, vértices y aristas que responden al equilibrio electrostático de los átomos. Las sustancias metamórficas (por ejemplo: zircón, titanita) que contienen elementos radiactivos y su estructura interna es variable en el tiempo, el mercurio y el agua como hielo formado naturalmente también son considerados minerales.

Los minerales se discriminan por sus elementos de simetría (eje, plano y centro) que pueden presentarse solos o combinarse en el mismo cristal. Las posibles agrupaciones de los elementos de simetría son 32 y a estos corresponden otras tantas clases cristalinas, más una a la que no corresponde ninguno de tales elementos de simetría. Todos los cristales se hallan comprendidos en estas 32 clases que, a su vez, se reagrupan en 6 sistemas (cúbico o isométrico, hexagonal, tetragonal, ortorrómbico, monoclinico y triclínico).

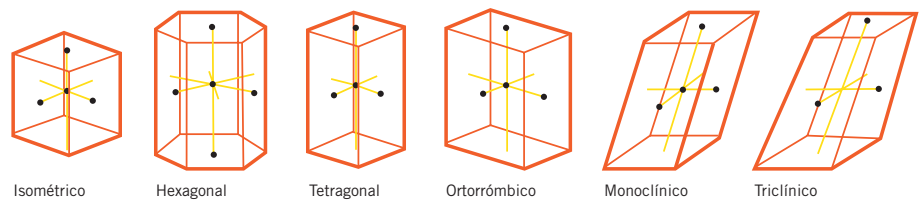


Figura 5. **Sistemas cristalinos.**

Las propiedades físicas más importantes de los minerales son: forma, brillo, color, raya, dureza, exfoliación, fractura, luminiscencia, densidad, transparencia, fluorescencia, tacto, sabor, birrefringencia y magnetismo. Todas estas propiedades, en conjunto con su composición química, son básicas al momento de distinguir cada uno de los minerales.

El agua líquida, las sustancias producidas por el hombre y los desechos no son considerados minerales.



Figura 6. **Cristales de yeso** (foto S. Barredo).

Rocas

Las rocas son agregados de minerales o mineraloides sin composición química definida que, incluso, pueden estar constituidas por un único mineral. Conforman el elemento básico de la parte sólida del planeta. En su descripción siempre se considera la composición, el color y sus propiedades texturales. Se las clasifica según su origen en ígneas, metamórficas y sedimentarias.

Rocas ígneas

Las rocas ígneas se forman a partir del enfriamiento del magma (material fundido con abundantes gases y vapor de agua), que cuando alcanza la superficie terrestre se lo denomina *lava*. La posición relativa del magma al enfriarse controla la textura, tamaño, forma y ordenamiento de los cristales de la roca. De enfriarse lentamente, en ambientes de altas temperaturas y presión como los existentes en el interior del planeta, resultan rocas cristalinas (con granos gruesos: textura fanerítica) y estas, en función de la composición química del magma original, el tiempo de cristalización, el espacio disponible para que se formen, desarrollen y ordenen los cristales, y su interrelación con el entorno darán origen a distintos tipos de rocas ígneas intrusivas o plutónicas (por ejemplo: granito, gabro). Por el contrario, la lava se enfría rápidamente (con granos finos: textura afanítica) dado que las condiciones fisicoquímicas de la superficie terrestre son muy disímiles respecto de lo que sucede en el interior terrestre. La brusca pérdida de temperatura, presión y gases da por resultado rocas ígneas extrusivas (por ejemplo: riolita, basalto).



Figura 7. **Granito** (foto S. Barredo).

	Félsicas (graníticas)	Intermedias (andesíticas)	Máficos (basálticos)	Ultramáficos
Faneríticas (grano grueso)	Granito	Diorita	Gabro	Peridotita
Afaníticas (grano fino)	Riolita	Andesita	Basalto	Komatita (rara)
Composición mineral	Cuarzo Feldespato potásico Plagioclasa sódica	Anfíbol Plagioclasa intermedia	Plagioclasa cálcica Piroxeno	Olivino Piroxeno
Constituyentes minerales menores	Moscovita Biotita Anfíbol	Piroxeno Anfíbol Biotita	Olivino Anfíbol	Plagioclasa cálcica
Color de la roca basado en el porcentaje de minerales oscuros (máficos)	Colores claros. Menos del 15% de minerales oscuros.	De colores medios. 15-40% de minerales oscuros.	Gris oscuro a negro. Más de 40% de minerales oscuros.	Verde oscuro a negro. Casi un 100% de minerales oscuros.

Figura 8. **Clasificación de rocas ígneas.**

Rocas metamórficas

El metamorfismo es un proceso de transformación mediante el cual la composición mineral, la textura o ambas de una roca cambian y crean una nueva roca –roca metamórfica– por efectos de presión, temperatura y fluidos químicamente activos. Este proceso se lleva a cabo cuando las temperaturas son mayores a 200 °C y las presiones exceden los 300 MPa (mega pascales). Los factores que lo controlan son: composición inicial, presión, temperatura, esfuerzos, tiempo y reactividad química de los fluidos. Se reconocen distintos tipos de metamorfismo: regional (de gran desarrollo areal), de sepultamiento (con esfuerzos homogéneos y a gran profundidad), cataclástico (por deformación mecánica) y de contacto (por recrystalización química). Textualmente pueden exhibir orientación de los minerales que la componen (foliación) o carecer de esta característica y desarrollar cristales (blastos).

Textura	No foliada						Foliada			
	Fibrosa	Granosa fina a gruesa		Granosa fina			Granosa media a gruesa		Granosa fina	
Roca	Serpentinita	Mármol	Cuarcita	Antracita	Talco	Hornfel	Gneiss	Esquisto	Filita	Pizarra
Constituyentes	Serpentina	Calcita		Carbón				Micas		Arcillas

Figura 9. Clasificación de rocas metamórficas.



Figura 10. Gneiss (foto S. Barredo).

Rocas sedimentarias

Las continuas transformaciones que sufre el planeta son impulsadas por fuerzas de origen interno (endógenas) y externo (exógenas). Las primeras son el resultado de la dinámica terrestre y son responsables de la modificación de la corteza por medio de la formación de las montañas y de cuencas sedimentarias (zonas deprimidas de origen tectónico que actúan como receptáculo para la sedimentación), entre otras cosas. Las de origen externo, en cambio, tienden a

destruir las irregularidades de la superficie de los continentes originadas por las fuerzas internas y a restablecer su equilibrio. Se manifiestan en los procesos de erosión y transporte de materiales por el viento, cursos de agua continentales, mares y océanos, glaciares y la gravedad (Barredo, 2006).

De manera que se puede hablar de un ciclo donde alternan los procesos destructivos y constructivos de los materiales de la corteza terrestre, que así está sometida a cambios constantes.

Los procesos formadores de las rocas sedimentarias tienen lugar en la superficie terrestre o muy cerca de ella y corresponden a los procesos exógenos. En contraposición con los formadores de las rocas ígneas y metamórficas que son los endógenos. Los procesos exógenos dan lugar a la redistribución y a la reorganización de los materiales terrestres como resultado del intercambio con la atmósfera y la hidrósfera. La redistribución tiene lugar por la “degradación” de las rocas que constituyen áreas elevadas en la superficie terrestre y por la posterior depositación de los materiales removidos en las áreas deprimidas o “agradación”. Esta tendencia a la nivelación de la superficie terrestre se denomina *gradación*.

Las rocas sedimentarias se forman a partir de la meteorización (desintegración mecánica, descomposición química), erosión (por aguas, glaciares, viento y gravedad), transporte (por tracción, saltación, suspensión y solución), depositación y diagénesis de los materiales presentes en la sección más externa del planeta. La depositación sucede normalmente en las cuencas sedimentarias cuando el agente de transporte ya no puede movilizar el material. A consecuencia de la compactación, cementación, autogénesis y recristalización, los materiales sueltos o sedimentos se litifican (consolidan) y el resultado es la roca sedimentaria.

La textura de las rocas sedimentarias hace referencia a las características individuales o las relaciones que tienen entre sí las partículas (tamaño y forma entre

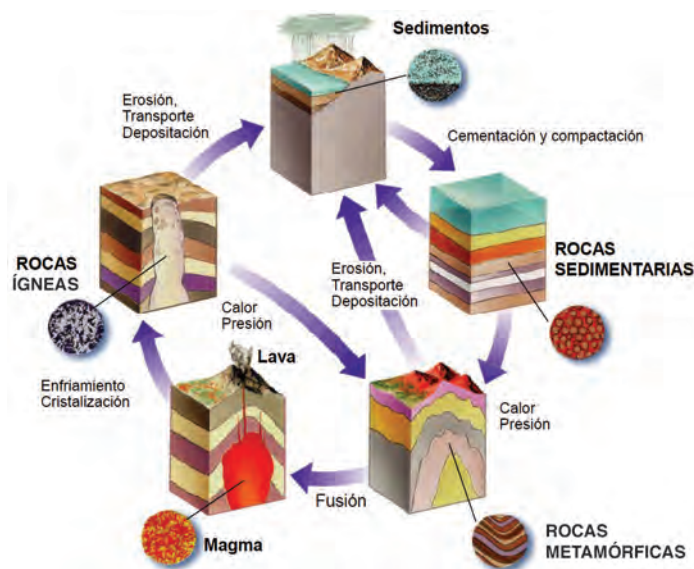


Figura 11. Dinámica terrestre.



Figura 12. Estratificación a orillas del río Senguer, Chubut (foto L. Stinco).

otras). La estructura comprende a los rasgos mayores que caracterizan a los depósitos y están relacionados con la organización geométrica de estos (por ejemplo, la estratificación). Los estratos se caracterizan por su composición y textura, espesor, extensión lateral y ausencia o presencia de estructuras sedimentarias.

Facies sedimentarias

Al conjunto de características (físicas, químicas y biológicas) que diferencian a las unidades sedimentarias (estratos), y que eventualmente puede ser utilizado para interpretar su ambiente depositacional se lo denomina *facies*. Así, es frecuente utilizar los términos: biofacies (facies con asociación de fósiles), litofacies (facies con asociaciones litológicas), sismofacies (facies con respuesta sísmica característica), electrofacies (facies reconocibles a partir de su respuesta en registros eléctricos de pozo).

Clasificación de las rocas sedimentarias

De acuerdo con su génesis, las rocas sedimentarias se clasifican en clásticas (compuestas por clastos o fragmentos), no clásticas (químicas y organógenas) y residuales. Esta división es aproximada, dado que los procesos no son excluyentes entre sí.

Las rocas sedimentarias clásticas a su vez se subdividen en epiclásticas y piroclásticas, según:

En las epiclásticas, los clastos son producto de la fragmentación de rocas preexistentes –rocas ígneas, metamórficas o sedimentarias– aflorantes en la superficie terrestre que están sujetas a los procesos formadores de las rocas sedimentarias. En orden decreciente de tamaño de clasto, encontramos a los

Tamaño mm	Nombre de los individuos	Nombre del sedimento Agregado no consolidado	Nombre de roca Agregado consolidado	
	Bloque	Aglomerado	Aglomerado	
256	Canto rodado	Grava	Conglomerado	Psefita
64				
16				
4				
2	Grano	Arena	Arenisca	Psamita
1				
1/2				
1/4				
1/8				
1/16	Partícula	Limo	Limolita	Pelita
1/256		Arcilla	Arcilla	

Figura 13. Clasificación de las rocas sedimentarias clásticas de Udden-Wentworth (modificada de Pettijohn, 1963).

conglomerados y areniscas, limonitas y arcillas. La figura 13 muestra la clasificación de Udden-Wentworth (Pettijohn, 1963).

La textura característica de esta roca es la clástica. En esta se diferencian los elementos mayores o clastos que componen la fracción principal y el material ligante que rellena los intersticios entre los clastos y que puede ser también químico, en cuyo caso se llama *cemento*, o puede corresponder a una



Figura 14. Arenisca. (Foto: L. Stínco).

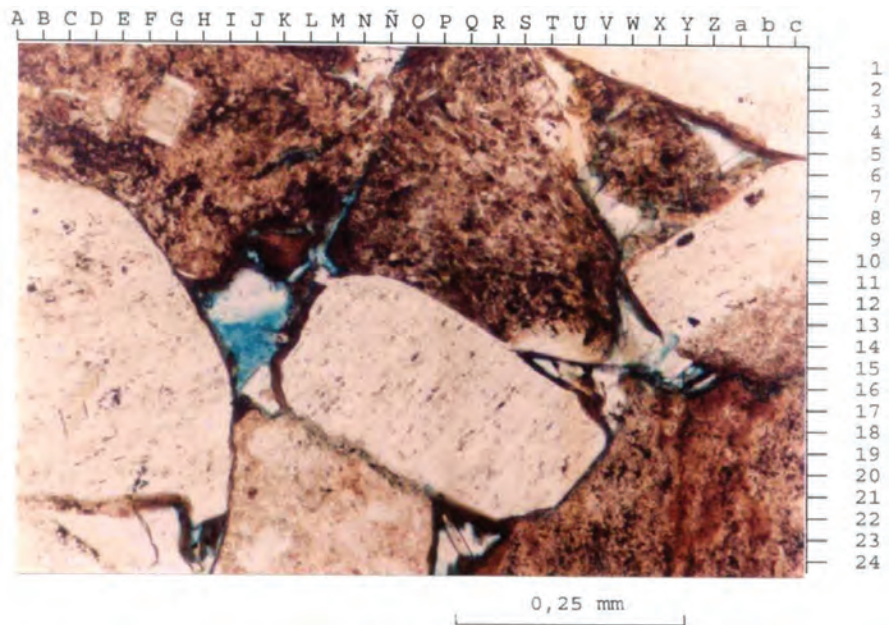


Figura 15. Microfotografía de una arenisca. Obsérvense los distintos elementos de la textura clástica: elementos mayores o “clastos” y el “material” ligante que rellena los espacios remanentes, compuesto por la matriz (representada por los clastos menores) y el cemento (color negro). Se observan recubrimientos arcillosos. (Gonzalez et ál., 2002).

fracción clástica más fina que la del resto, que se denomina *matriz*.

Los rasgos texturales más importantes al describir las rocas sedimentarias son:

- Tamaño de grano.
- Esfericidad (compara la forma del clasto respecto de una esfera).

Clasificación de las rocas piroclásticas

mm	Piroclasto (individuo)	Tefra (agregado in consolidado)	Piroclastita (agregado consolidado)	
	Bloque	Cascajo piroclástico	Brecha piroclástico	Piropefitas
	Bomba	Aglomerado piroclástico	Aglomerado piroclástico	
32	Lapillo	Lapilli	Lapillita	Piropefitas
2	Triza	Ceniza	Toba	
0,062	Pulvícula	Polvo	Chonita	Piropelitas

Figura 16. Clasificación de Teruggi et ál. (1978), modificada por Mazzoni (1986).

- Redondez (grado de angulosidad de las aristas y vértices de los clastos).
- Selección (grado de variación del tamaño de las partículas).
- Fábrica (orientación o falta de ella en los elementos que componen la roca).
- Empaquetamiento (grado de contacto entre los clastos).
- Porosidad (volumen libre respecto del volumen total de la roca).
- Permeabilidad (capacidad de transmitir fluidos).

Las areniscas son muy importantes dentro de la industria petrolera, dado que poseen características tales que permiten acumular los hidrocarburos (rocas reservorio).

Por su parte, las pelitas exhiben la propiedad de ser impermeables, de manera tal que impiden que los hidrocarburos migren y, por ende, favorecen su acumulación (rocas sello). Asimismo, si estas poseen materia orgánica, al verse sometidas a presión y temperatura generan los distintos tipos de hidrocarburos (roca madre o generadora).

Las piroclásticas son el resultado de la acumulación de material de origen volcánico. Una vez que el material abandona el aparato volcánico, este forma parte del paisaje y es trabajado por los agentes de transporte como una partícula más.

Las rocas sedimentarias no clásticas incluyen a las rocas químicas producto de la evaporación del agua, precipitación de soluciones o coloides (evapori-



Figura 17. Toba (foto S. Barredo).



Figura 18. Roca carbonática (foto S. Barredo).

tas, ftanitas, fosforitas), organógenas como resultado de la actividad biológica (calizas arrecifales y pelágicas, coquinas, carbones, diatomeas, radiolaritas y cretas) y las carbonáticas (calizas y dolomitas).

Las evaporitas, como el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), anhidrita (CaSO_4) y halita o sal (NaCl), son las más comunes y cumplen un rol muy importante en la industria del petróleo ya que, al carecer de permeabilidad, actúan como barreras para su desplazamiento y facilitan su acumulación (rocas sello).

Por su parte, las rocas carbonáticas comprenden a las calizas, constituidas mayormente por calcita/aragonita (CaCO_3), y a las dolomías, compuestas principalmente por dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), ambas excelentes rocas para acumular hidrocarburos (rocas reservorio). Asimismo, si poseen materia orgánica, luego de evolucionar por la acción de la temperatura y presión pueden generar hidrocarburos (roca madre o generadora).

Las calizas y dolomitas en su gran mayoría (90%) son el producto de la depositación de sedimentos carbonáticos relacionados con actividad biológica desarrollada mayormente en arrecifes, rampas y plataformas carbonáticas en ambientes marinos.

Se clasifican en función del reconocimiento de los elementos texturales primarios en muestras de mano (figura 18) y en microscopio.

Dentro de las rocas sedimentarias residuales, cuya importancia en la industria del petróleo es mínima, se incluyen las lateritas (ricas en óxidos e hidróxidos de hierro y aluminio), suelos desarrollados en zonas subtropicales a tropicales y húmedas.

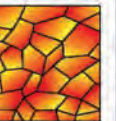
Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no ligados durante la depositación			Componentes originales ligados		
Contiene fango		Sin fango con textura clasto sostén			
Textura fango sostén	Textura clasto sostén				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
					

Figura 19. Clasificación de Dunham (1962).

Ambientes sedimentarios

El término “ambientes sedimentarios” refiere al entorno geográfico en donde se depositan los sedimentos; genéricamente es el paisaje (lagos, ríos, montañas, etc.). La interpretación de las características texturales, estructuras, fósiles y relaciones espaciales de las rocas sedimentarias permite reconocer los ambientes sedimentarios.

Continenciales	Mixtos	Marinos
Subáqueo	Deltas	Costas
Fluvial	Estuarios	Plataformas continentales
Lacustre	Planicie de marea	Taludes
Palustre	Barras litorales	Zonas abisales
Subaéreo	Albúferas	
Eólico		
Gravitacional		
Glacial		

Figura 20. Clasificación de los ambientes sedimentarios.

Para la industria petrolera son de particular interés los ambientes fluvial, lacustre, eólico, deltas, barras litorales, costas y plataformas continentales. En estos es posible encontrar las rocas reservorio (de muy buena calidad) y sello, elementos fundamentales del sistema petrolero.



Figura 21. Ambientes sedimentarios.

Esfuerzo y deformación

Las rocas que observamos en la superficie terrestre están deformadas, al igual que sucede con las que conforman el subsuelo. La acción de la gravedad afecta a la totalidad de las rocas y perpendicularmente respecto de la superficie terrestre. El resto de las fuerzas actuantes sobre los materiales rocosos pueden cambiar en su intensidad o dirección a lo largo de los tiempos geológicos.

Los movimientos internos de la corteza terrestre causan la deformación de las rocas: cambio en la posición, forma u orientación de un cuerpo rocoso (Tarbuck y Lutgens, 1999). La deformación puede ser elástica (los materiales vuelven a su estado original), plástica (los materiales sufren cambios irreversibles) y, finalmente, puede producirse la ruptura del material. La deformación en superficie exhibe un comportamiento frágil en tanto que en profundidad es dúctil.

El esfuerzo es una medida de la cantidad de fuerza por unidad de área necesaria para que la roca se deforme. Cuando el esfuerzo es uniforme en todas las direcciones se trata de una acción confinante el ejemplo típico lo repre-

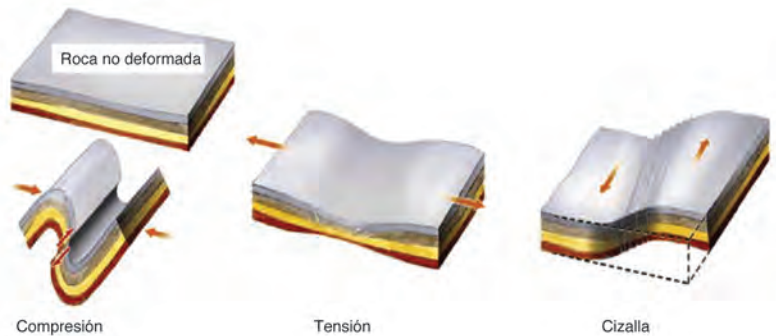


Figura 22. Sistemas de esfuerzo.

senta el soterramiento. Por su parte, cuando no es uniforme, entonces, se está ante la presencia de esfuerzos diferenciales, a saber: compresivo, tensional (o extensional) y de cizalla.

El esfuerzo compresivo da por resultado un acortamiento y engrosamiento del material rocoso; el tensional lo alarga y adelgaza; finalmente, en el de cizalla existe un desplazamiento lateral de los materiales.

Si sometemos a un cuerpo rocoso a la acción de un sistema de esfuerzos compresivos es muy probable que su respuesta física sea la generación de un pliegue, reconociéndose dos tipos: el anticlinal y el sinclinal. Los anticlinales presentan una forma convexa para arriba con los estratos más antiguos hacia el núcleo del pliegue; en tanto que los sinclinales tienen una forma convexa hacia abajo y los estratos más jóvenes hacia el centro. Los anticlinales son estructuras muy buscadas en la industria del petróleo pues suelen albergar enormes volúmenes de hidrocarburos.

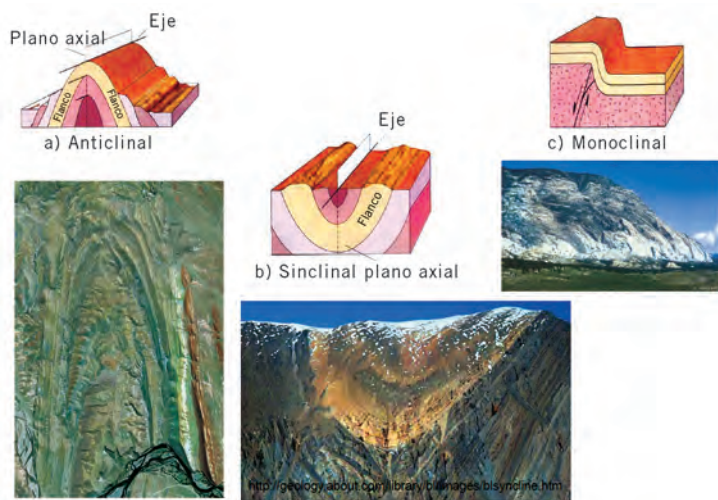


Figura 23. Pliegues.

Una diaclasa es una fractura (discontinuidad) en un cuerpo rocoso sin desplazamiento relativo a ambos lados de esta. Por su parte, cuando existe desplazamiento, estamos en presencia de una falla, y los volúmenes de roca a ambos



Figura 24. Fallas.

lados de esta se llaman *bloques*. Más que un único plano, en general se trata de una zona de ruptura con irregularidades producto de la respuesta mecánica de las rocas involucradas.

En un sistema de esfuerzos extensional, se crea espacio en la corteza y un bloque descende respecto del otro; este tipo de falla es *normal* o *directa*. En un sistema de esfuerzos compresivo, se comprime (y acorta) la corteza y un bloque asciende respecto del otro, denominándose *falla inversa* o *indirecta*. Cuando los desplazamientos de los bloques se realizan mayormente a lo largo de la zona de falla y los ascensos o descensos de los bloques son comparativamente menores, entonces se hace referencia a *fallas de rumbo*.

Las discordancias corresponden a interrupciones en el registro geológico. Pueden considerarse como períodos de tiempo en donde la erosión predominó sobre la sedimentación. Una *diastema* corresponde a una pausa en la sedimentación que marca cambios abruptos en el tipo de sedimentos. Si se observa un nivel de erosión marcado se denomina *discordancia erosiva*. Cuando se reconocen rocas sedimentarias basculadas o plegadas sobre las que se depositan otras horizontalmente, estamos en presencia de una *discordancia angular*. Finalmente, se designa *inconformidad* al contacto entre rocas ígneas o metamórficas con sedimentarias o con otro cuerpo intrusivo.

Interior de la Tierra

La densidad promedio de la totalidad de la Tierra se estima en el orden de los $5,5 \text{ g/cm}^3$, en tanto que las rocas que se encuentran en la parte más externa del planeta presentan valores comprendidos entre los $2,5$ y $3,5 \text{ g/cm}^3$. Por lo tanto, para equilibrar estos valores es necesario contar con materiales más densos hacia el interior del planeta.

Para estudiar el interior de la Tierra se utilizan como fuentes de información los estudios en superficie de las rocas ígneas y metamórficas, analogías

con meteoritos y mediciones geofísicas, en particular las sismológicas. Estas últimas utilizan la energía liberada por los terremotos y, en ocasiones, explosiones nucleares para registrar los movimientos y vibraciones que se suceden tanto en el interior como en la superficie del planeta.

Del espectro de ondas generadas en un evento, las que proveen información son las “primarias (P) o compresionales” y las “secundarias (S) o de corte”. Las ondas P comprimen y dilatan el material a medida que se mueven en medios sólidos o líquidos. Por su parte, las ondas S se propagan solo en medios sólidos, el material se desplaza perpendicularmente a su propagación y son más lentas que las primarias. En ambos casos, las ondas se refractan o reflejan cuando hay un cambio en las propiedades físicas del medio, así como reducen su velocidad de propagación en la medida en que el medio aumenta de temperatura. Estos cambios en la velocidad y dirección de las ondas sirven para localizar discontinuidades dentro del planeta.

Como resultado de estos estudios, actualmente se acepta que la Tierra está conformada por una serie de capas concéntricas con propiedades físicas y químicas distintivas.

Utilizando un esquema geostático y considerando la composición química, desde el interior terrestre y hacia la superficie se pueden diferenciar (Hancock y Skinner, 2000):

- Núcleo interno: representa el 1,7% de la masa terrestre. Se trata de una esfera sólida constituida mayormente por hierro y níquel que tiene un diámetro de alrededor de 1.200 kilómetros.
- Núcleo externo: constituye el 30,8% de la masa terrestre. Se interpreta que se encuentra en un estado líquido, a alta temperatura y constituido mayormente por hierro, níquel, oxígeno y azufre, con un espesor de 2.300 kilómetros. Dentro de él existen corrientes eléctricas que se desplazan y que combinadas con la rotación terrestre generan un efecto de dínamo que resulta en el campo magnético terrestre, crítico desde lo ambiental dado que su presencia actúa como un escudo protector para el planeta frente a las radiaciones provenientes del espacio.
- Manto interior: corresponde al 49,2% de la masa del planeta y está mayormente constituido por sílice, magnesio y oxígeno con menores proporciones de hierro, calcio y aluminio. Desarrolla un espesor cercano a los 2.200 kilómetros. En él se incluye a la denominada capa “D”, una discontinuidad ubicada en la sección en contacto con el núcleo externo de entre 200 y 400 km de espesor que es responsable de la generación de las anomalías térmicas que impulsan la tectónica (movimiento) de las placas.
- Zona de transición del manto: contiene el 7,5% de la masa de la Tierra. Los magmas basálticos tienen su origen en esta zona. Alcanza unos 250 km de espesor.
- Manto superior: representa el 10,3% de la masa del planeta y tiene entre 10 y 400 km de espesor. Los principales minerales que lo constituyen son olivinas ($(\text{Mg}, \text{Fe})_2\text{SiO}_4$) y piroxenos ($(\text{Mg}, \text{Fe})\text{SiO}_3$).
- Corteza oceánica: corresponde al 0,1% de la masa terrestre. Su origen es mayoritariamente volcánico. La cadena montañosa oceánica de más de 40.000 km de longitud es un gran sistema de volcanes que generan corteza oceánica (basáltica) a razón de 17 km^3 por año. Exhibe un espesor variable entre 5 y 15 kilómetros.

- Corteza continental: constituye el 0,4% de la masa del planeta y alcanza entre los 30 y 80 km de espesor. Está compuesta mayormente por rocas cristalinas con cuarzo y feldespatos.

Ambas cortezas conforman la superficie terrestre, lugar donde se desarrolla la actividad biológica, en particular la antrópica, con la búsqueda de los hidrocarburos.

Sobre la base de un modelo geodinámico y considerando las propiedades reológicas, a la Tierra se la subdivide según:

- Endosfera: incluye al núcleo interno (sólido) de comportamiento rígido, y al núcleo externo (líquido) y de comportamiento plástico.
- Mesosfera: separada de la endosfera por la capa "D", comprende a todo el manto inferior y parte del manto superior. El material es sólido y su comportamiento es rígido.
- Astenosfera: sección plástica del manto superior que facilita el movimiento de las placas tectónicas. Los materiales se encuentran semisólidos por lo que pueden fluir y presentar un comportamiento viscoelástico en condiciones de alta presión y temperatura a escala de tiempos geológicos.
- Litósfera: sección superficial del planeta. Se comporta de manera rígida. Incluye la corteza y la parte superior del manto, alcanza unos 100 km. Se encuentra fragmentada en placas litosféricas o tectónicas. Flota sobre la astenosfera y de su interacción con esta se producen los fenómenos vinculados con la tectónica de placas.

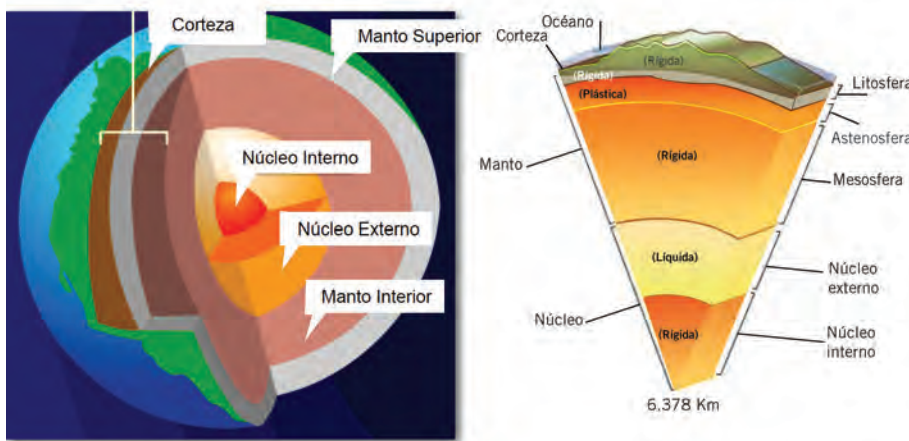


Figura 25. Interior terrestre.

Exterior de la Tierra

El exterior de la Tierra se agrupa según provincias geológicas, áreas definidas por características geológicas comunes. Así, es posible denominar provincias geológicas por su origen, presencia de hidrocarburos, contenido fosilífero, edad de sus rocas, entre otras. En Sudamérica, a modo de ejemplos,

podemos mencionar a la provincia Ándica y a las cuencas argentinas (Barredo y Stinco, 2011). Al tratar el origen de las provincias geológicas es necesario definir:

- Cratón: zona estable de la corteza continental por más de 500 Ma conformado por el escudo, la plataforma y el basamento (rocas ígneas o metamórficas sobre las cuales se depositan los sedimentos).
- Escudo: rocas ígneas y metamórficas precámbricas en zonas tectónicamente estables.
- Plataforma: zonas continentales de rocas sedimentarias que suprayacen al basamento (ígneas o metamórficas).
- Orógeno: región sometida a deformación, cadena montañosa.
- Cuenca estructural: depresión de la corteza terrestre donde se acumulan los sedimentos.
- *LIP (Large Igneous Province)*: zona caracterizada por grandes volúmenes de rocas magmáticas (basaltos y riolitas) no asociadas a tectónica de placas.
- Corteza extendida: zona caracterizada por corteza adelgazada producto de su extensión.



Figura 26. Provincias geológicas.

Tectónica de placas

De acuerdo con esta teoría, la litosfera se encuentra subdividida en más de 50 placas tectónicas (o litosféricas) constituidas por corteza oceánica y corteza continental que flotan sobre la astenosfera (de características plásticas). Las placas presentan formas y tamaños diversos. Los movimientos varían desde algunos milímetros hasta varios centímetros por año y se producen por distintos procesos termomecánicos. Los límites entre placas o márgenes de placas responden a la dinámica litosférica y a las características propias de un ensamble de cuerpos rígidos contenidos en un espacio finito, la superficie terrestre. Estos límites se asocian con terremotos, montañas, volcanes y trincheras oceánicas.

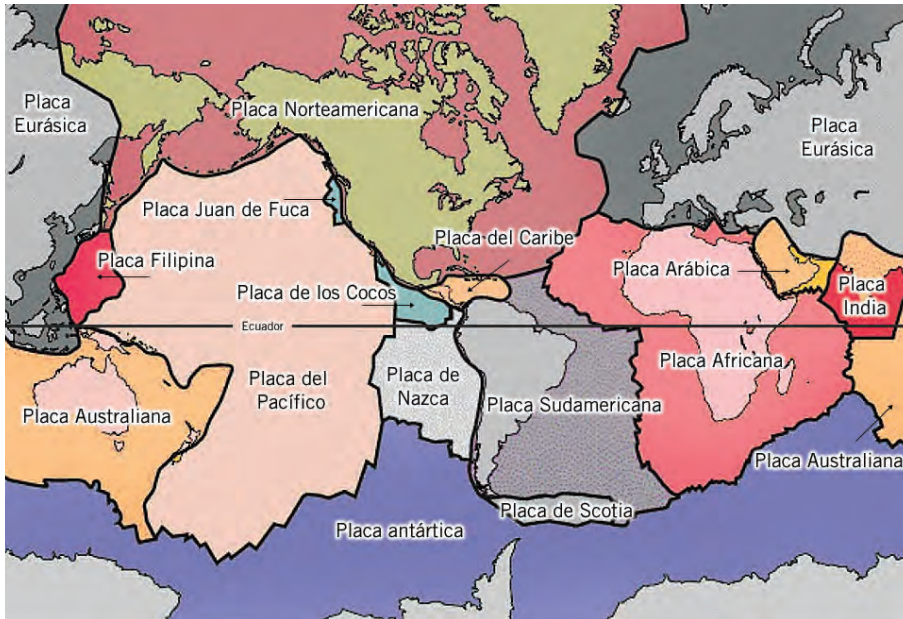


Figura 27. Principales placas tectónicas.

Márgenes de placas

Se reconocen tres tipos de márgenes establecidos sobre la base de los movimientos relativos entre las placas: divergentes, convergentes y transformes.

Los márgenes divergentes se caracterizan porque en ellos se genera corteza. Las placas se alejan una de otra lo que facilita el ascenso del magma que llega desde el manto en forma de lava. La consecuencia más notoria de este tipo de margen es la generación de un espacio elevado o dorsal pues está caliente, en forma de valles alargados y con hundimiento de la corteza a través de fallas que generan bloques y que se denomina *rift*.

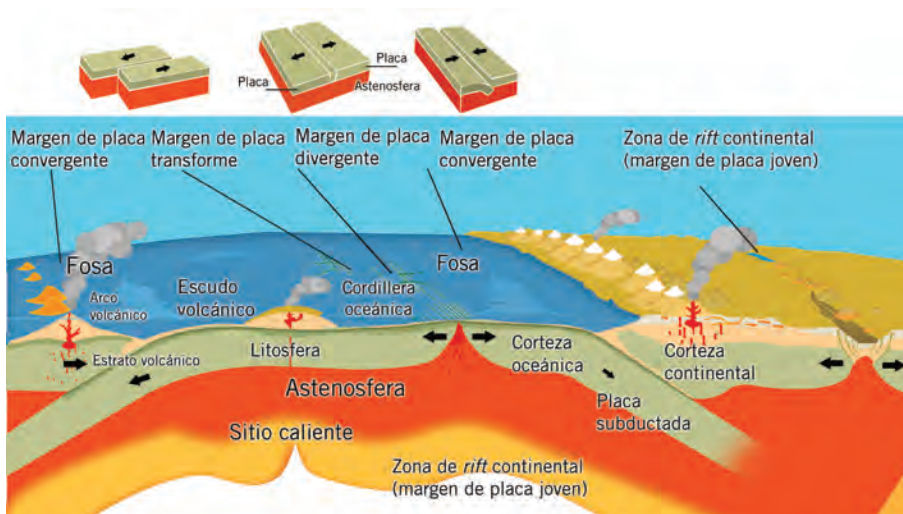


Figura 28. Márgenes de placas.

El tamaño del planeta no ha variado significativamente en los últimos 600 millones de años, por lo que en la medida que se crea corteza es necesario destruir parte de ella para dar cabida a la recientemente creada. Este reciclado de la corteza se realiza en los márgenes convergentes. En estos, el esfuerzo dominante es compresivo, se engrosa la litosfera, se generan montañas y las placas se mueven una hacia otra y esto da lugar a que una se hunda (subducta) debajo de la otra o bien a que colisionen.

Los tipos de convergencia dependen de las características de la litosfera involucrada en el proceso. La convergencia puede ocurrir entre corteza continental-oceánica, oceánica-oceánica, o continental-continental.

La convergencia continental-oceánica da por resultado una zona de subducción en donde la corteza oceánica subduce debajo de la continental por ser más densa y conforma un área magmática. La convergencia corteza oceánica-oceánica se caracteriza por el desarrollo de un arco volcánico producto de la subducción de la corteza oceánica más vieja (y por ende más fría y densa) por debajo de la corteza oceánica más joven. Por último, en la convergencia del tipo continental-continental, una placa colisiona con la otra y genera como rasgo más distintivo la orogenia y la falta de actividad volcánica.

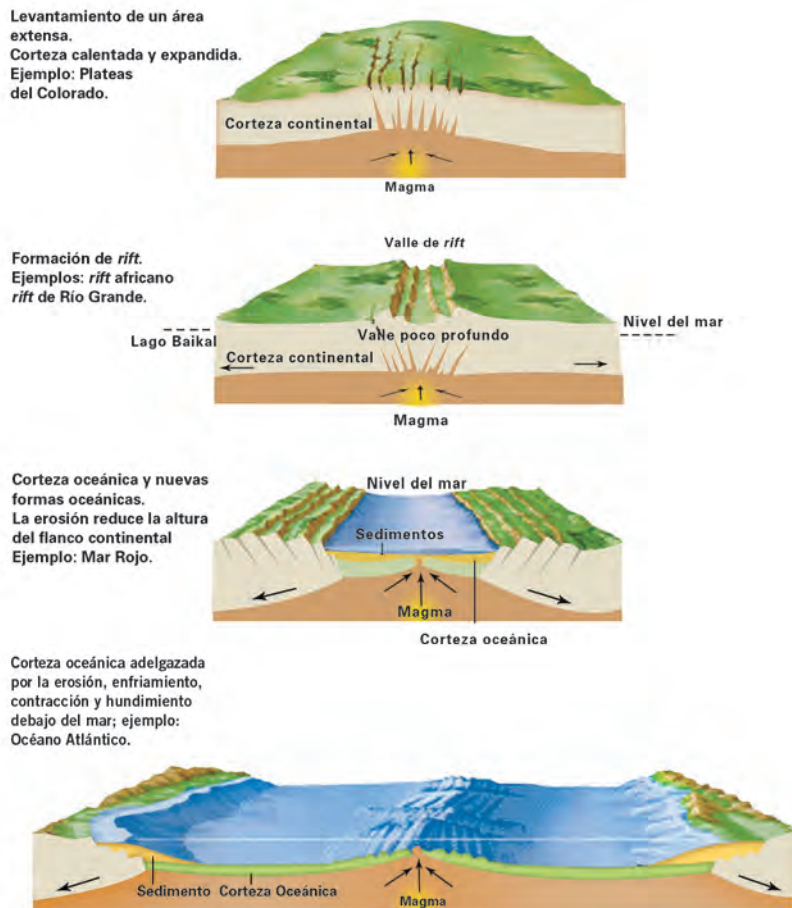


Figura 29. Márgenes divergentes.

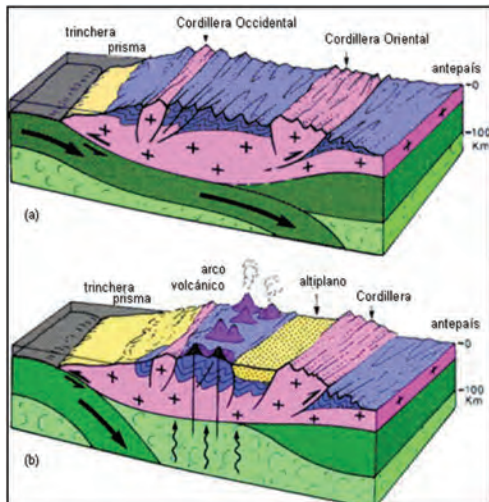


Figura 30. Márgenes convergentes, corteza continental-oceánica.

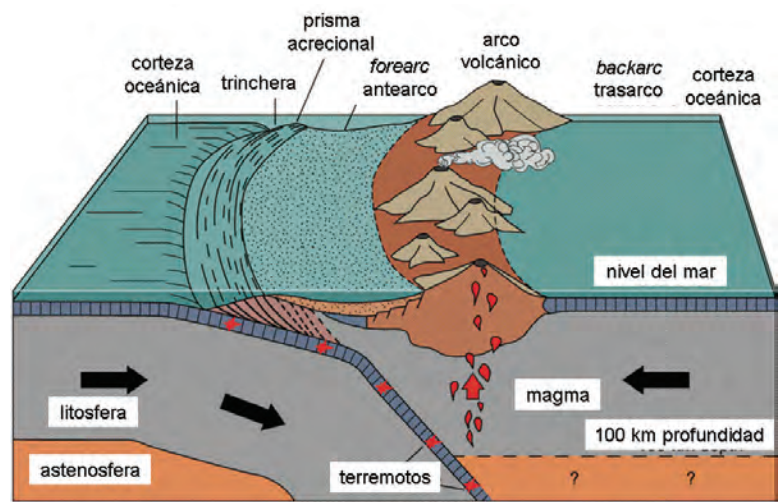


Figura 31. Márgenes convergentes, oceánica-oceánica.

Los márgenes transformes se caracterizan porque en ellos una placa se desplaza al lado de la otra. Es frecuente que se desarrollen valles alargados o rasgos geomorfológicos característicos, como cursos de agua rectificadados. Asimismo, en estas zonas de contacto y desplazamiento los terremotos son habituales.

La tectónica de placas permite explicar los terremotos, el volcanismo, la formación de montañas, la ubicación de continentes y la de las cuencas

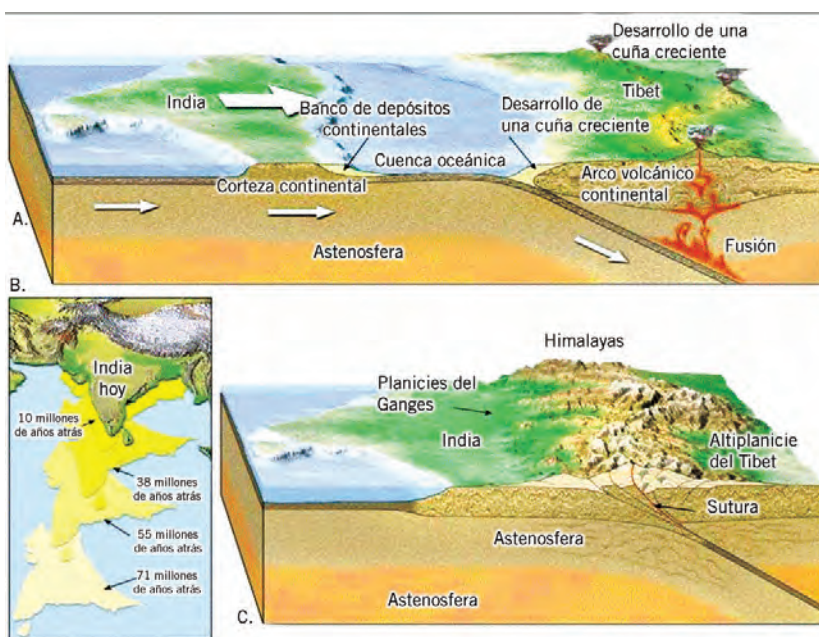


Figura 32. Márgenes convergentes, corteza continental-continental.



Figura 33. Transición del margen.

oceánicas, las reversiones del campo magnético, la presencia de las fosas y dorsales oceánicas. Además, esa actividad condiciona la atmósfera y la circulación oceánica, el clima, la distribución geográfica del paisaje, la evolución y extinción de organismos y los recursos energéticos y minerales (Barredo y Stinco, 2011).

Cuencas sedimentarias

Las cuencas sedimentarias son zonas deprimidas de la corteza en donde se acumulan grandes cantidades de sedimentos durante períodos de tiempo importantes. Se forman por subsidencia cortical relativa respecto de zonas aledañas y representan áreas de acumulación de potentes secuencias de sedimentos a lo largo de millones de años. Durante la subsidencia se crea espacio de acomodación para la sedimentación. El estudio de las cuencas se efectúa analizando su subsidencia, la arquitectura estratigráfica y la evolución paleogeográfica. Para ello nos valemos de la geología, de la geofísica y de las simulaciones numéricas. Las cuencas persisten en el tiempo así como cambian de forma por procesos tectónicos, cambios del nivel del mar, fenómenos erosivos y por la misma depositación (Barredo y Stinco, 2011). Para describirlas se reconoce su geometría general, se distingue el eje de la cuenca que corresponde a la parte más deprimida y el depocentro, zona de mayor espesor de sedimentos.

Las cuencas sedimentarias han sido clasificadas sobre la base del sustrato litosférico (continental, oceánico, transicional), por su posición con respecto al límite de placa (intracrátónico, de borde) y por el tipo de movimiento de la placa más cercano a la cuenca (divergente, convergente o transforme). Los mecanismos formadores de las cuencas son cambios en el espesor cortical/litosférico con consecuencias isostáticas causados mecánicamente por estiramiento litosférico, o bien por fenómenos termales de enfriamiento; carga y descarga de materiales sedimentarios; y subsidencia/ascenso no permanente producto del flujo viscoso del manto (Allen y Allen, 2005).

La figura 34 muestra esquemas simplificados de las cuencas. Aproximadamente el 85% de los yacimientos gigantes de hidrocarburos, que representan

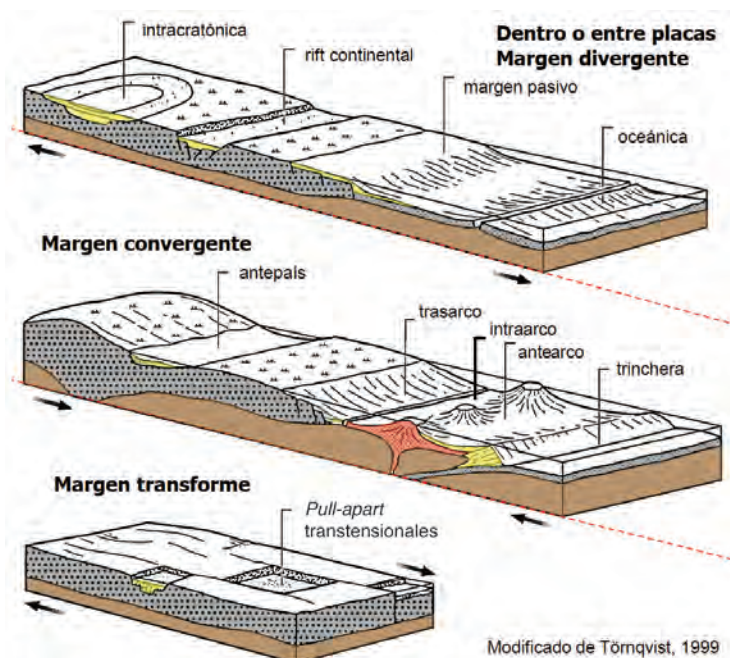


Figura 34. Esquema simplificado de cuencas.

el 67% de las reservas de petróleo y gas del mundo, se encuentran distribuidos entre las cuencas de margen pasivo, *rift* y antepaís (Mann et ál., 2001).

Origen del petróleo

El hombre ha utilizado el petróleo desde el comienzo de la civilización, no obstante, en gran parte de su historia el origen de este ha permanecido como un misterio. Por caso, en su tratado *Opus Tertium*, Roger Bacon (1268) se lamenta de que los filósofos griegos no hayan discutido al respecto. Así, Georgius Agrícola (1546), en su trabajo *De Natur forum quae Effluunt ex Terra*, plantea el concepto de la exhalación de los hidrocarburos a partir de la condensación de sulfuros. Asimismo, Andreas Libavius (1597) en su texto *Alchemia* relaciona el origen de los hidrocarburos con las resinas de los árboles. Ambas posturas muestran claramente dos líneas de pensamiento orientadas a explicar el origen y formación de los hidrocarburos desde las teorías inorgánica y orgánica (Walters, 2006).

Dimitri Mendeléiev (creador de la tabla periódica) creía que la mezcla de carburos metálicos con agua daba por resultado hidrocarburos, así como otros científicos creían que eran expulsados desde el interior de la Tierra y que en tiempos geológicos se acumulaban tal y como los conocemos en la actualidad. Del mismo modo, se le asignó un origen extraterrestre sobre la base de las grandes concentraciones de metano existentes en los planetas del sistema solar.

En la actualidad, se acepta que los hidrocarburos se formaron hace millones de años por la acción combinada de organismos vivos (10 a 20%) y por la alteración termal de la materia orgánica en las rocas sedimentarias (80 a 90%). En ambos casos, el plancton marino es el componente primordial para la generación de los hidrocarburos. De acuerdo con Klemme y Ulmishek (1991), el 90% de las reservas originales de petróleo y gas descubiertas corresponden a seis intervalos temporales: Silúrico (9%), Devónico Superior-Carbónico Inferior (8%), Carbónico Medio-Pérmico Inferior (8%), Jurásico Superior (25%), Cretácico Medio (29%) y Oligoceno-Mioceno (12.5%). Conceptualmente, la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos tienen entre 445 millones de años y 20 millones de años.

Sistema petrolero

De acuerdo con Maggon y Dow (1994), “sistema” hace referencia a la interdependencia entre los elementos esenciales: rocas madre, roca reservorio, roca sello y carga geostática, y los procesos: formación de la trampa, y generación, migración y acumulación de hidrocarburos; todo en un marco temporal apropiado. Por su parte, “petrolero” se refiere a altas concentraciones de hidrocarburos que se encuentran en reservorios convencionales y no convencionales.

Roca madre

Bajo el término “roca madre” se engloba a todas las rocas sedimentarias (normalmente de grano fino) con alto contenido de materia orgánica. La materia orgánica se caracteriza por su bajo peso y facilidad de transporte en

un medio acuoso, de aquí su gran afinidad con las partículas tamaño limo y arcilla. Normalmente se buscan concentraciones en peso mayores al 1% para ser objeto de interés petrolero; en contadas situaciones se han documentado valores mayores al 20%.

El rápido soterramiento de los sedimentos con alto contenido de materia orgánica permite su preservación y facilita los cambios fisicoquímicos que dan por resultado final al kerógeno, sustancia de coloración oscura e insoluble en solventes orgánicos comunes producto de alteración de la actividad bacteriana.

La temperatura aumenta (gradiente geotérmico) entre 10-15 °C hasta 50-60 °C por cada kilómetro de profundidad y se obtienen múltiples productos a partir de la degradación termal (catagénesis y metagénesis) y el *cracking*. Todo el proceso se lleva a cabo a profundidades comprendidas entre los 750 y 6.000 metros; y a temperaturas de entre 65 °C y 150 °C.

En la medida en que se generan los distintos tipos de hidrocarburos, el incremento de la presión interna causa microfracturas que permiten el movimiento de los hidrocarburos. Este proceso es llamado *expulsión* y si se acumula inmediatamente en una roca reservorio se habla de *migración primaria*. Si el proceso involucra pasos de acumulación y migración alternos, se habla de *migración secundaria*. Esta termina cuando los hidrocarburos se acumulan en la roca reservorio. Las distancias involucradas pueden variar desde metros hasta decenas de kilómetros.

Roca reservorio

El hidrocarburo generado en la roca madre es de utilidad solo si se acumula en una roca reservorio (recipiente). Una roca reservorio es un medio poroso (permite el almacenamiento de hidrocarburos) y permeable (los hidrocarburos pueden fluir dentro de él). Estas características son necesarias ya que permiten que el hidrocarburo se acumule en el espacio poral y posteriormente se pueda producir a través de pozos.

Las rocas reservorio más importantes son los carbonatos y las areniscas, con el 60% y el 37% de la producción mundial, respectivamente. El porcentaje restante corresponde a rocas fracturadas y no convencionales. Las profundidades asociadas con las producciones varían entre los 200 y 5.500 metros.

Roca sello

Cualquier litología puede ser roca sello; la condición necesaria es que los hidrocarburos no puedan migrar a través de ella. Sin embargo, las más efectivas son las evaporitas y las rocas clásticas de grano fino (pelitas). En todos los casos, la similitud en sus propiedades es que requieren de una alta presión poral de ingreso. La extensión geográfica de la roca sello define la efectividad de los límites del sistema petrolero. Toda vez que la roca sello está ausente da por resultado que el hidrocarburo alcance la superficie.

Carga geostática

La carga geostática corresponde a todo el volumen de roca emplazado por encima de las rocas madre, reservorio y sello. En la medida en que una cuenca sedimentaria se colmata, el apilamiento de sedimentos aumenta la carga y provee de la presión y temperaturas necesarias para que la materia orgánica evolucione hacia hidrocarburos.

Trampa

Una trampa es un arreglo geométrico de rocas, independiente de su origen, que permite la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Los componentes críticos de una trampa son la roca reservorio, la roca sello, los fluidos involucrados y su configuración geométrica. La clasificación de trampas (Levorsen, 1967) es: estructural, estratigráfica y combinada, en tanto que Allan et ál. (2006) las clasifican a partir de utilizar conceptos estratigráficos y de fluidos. En las figuras 35 y 36 se pueden ver esquemas de estas.

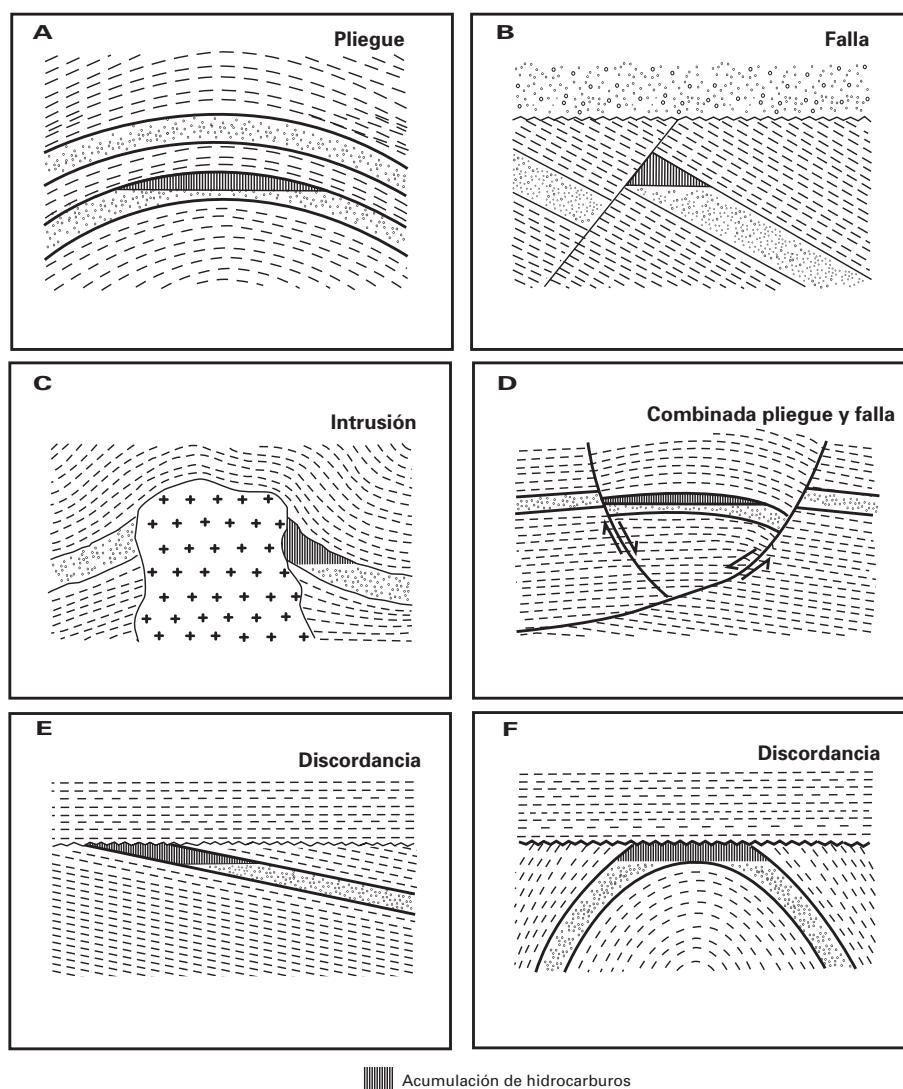


Figura 35. Trampas estructurales (Modificado de Biddle, 1994).

Cuencas productivas de la Argentina

En la Argentina, cinco cuencas sedimentarias son productivas de hidrocarburos: Austral, Cuyana, Golfo San Jorge, Neuquina y Noroeste (figura 37, en página 52). El 13 de diciembre de 1907 se descubrió petróleo en la Cuenca del Golfo San Jorge. La Cuenca Neuquina se agregó en 1918, así como la Cuenca del Noroeste lo hizo en 1926. La Cuenca Cuyana se sumó en 1932 y la Cuenca Austral, en 1949.

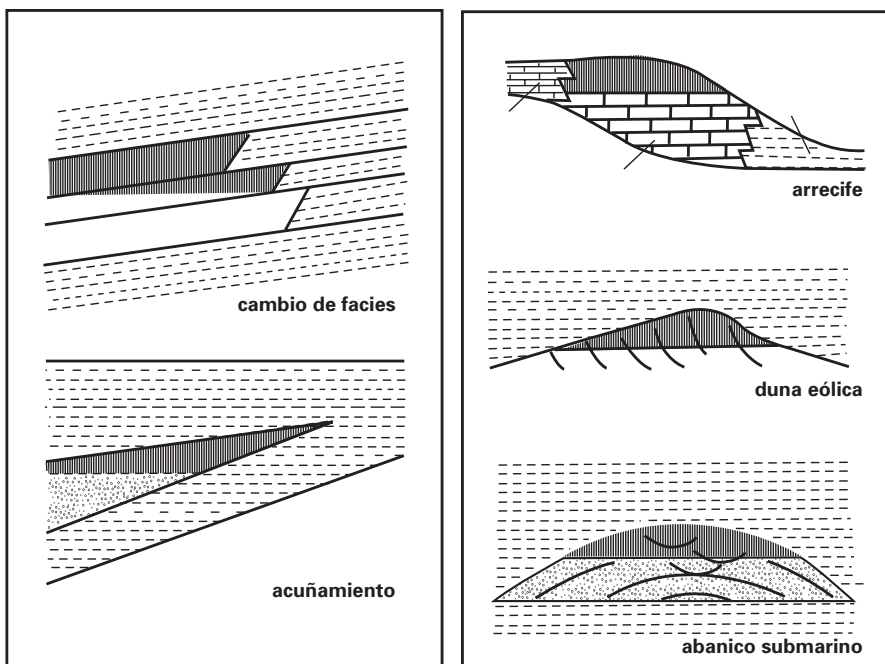


Figura 36. Trampas estratigráficas (Modificado de Biddle, 1994).



Figura 37. Cuencas productivas y aún no productivas de la República Argentina.

Bibliografía

- Allan, J., S. Sun y R. Trice, 2006. "The deliberate search for stratigraphic and subtle combination traps: where are we now?", en: Allen, Goffey, Morgan and Walker (ed.). *The deliberate search for the stratigraphic trap*. Geological Society, London, Special Publications, 57-103.
- Allen, P. y J. Allen, 2005. *Basin Analysis. Principles and Applications*. 2nd ed. Blackwell Publishing, 549 pp.
- Amyx, J.; D. Bass y R. Whiting, 1988. *Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties*. Mc Graw-Hill Textbook Reissue, 610 pp.
- Bacon, R., 1859. Fr. I. I. *Opus tertium*. II. *Opus minus*. III. *Compendium philosophiae*. J. S. Brewer (eds.). London.

- Bailey, J., 2005. "Origin of life". En *Encyclopedia of Geology*, edited by R. Selley, L. Cocks and I. Plimer. Elsevier Ltd, Vol. 4; 123-130.
- Barredo, S., 2006. *Guía de Rocas Sedimentarias. Apuntes del curso de posgrado*. Universidad de Buenos Aires e Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 44 pp. Inédito.
- Barredo, S y L. Stinco, 2011. *Geología del Petróleo y del Gas*. Apuntes del curso de posgrado. Universidad de Buenos Aires e Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 111 pp. Inédito.
- Biddle, K., 1994. "Hydrocarbons Traps", in Magoon y Dow (eds.). *The Petroleum System-from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
- Dunham, R., 1962. "Classification of carbonate rocks according to their depositional texture", in W. Ham, (ed.) *Classification of Carbonate Rocks*, Tulsa, American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, 108-121.
- Gonzalez, M.; R. Taboada y L. Stinco, 2002. "Los reservorios del Flanco Norte", en Schiuma, Hinterwimmer y Vergani (eds.). *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, 2002.
- Gradstein, F. y J. Ogg, 2005. "Time scale", in *Encyclopedia of Geology*. R. Selley, L. Cocks and I. Plimer (eds.). Elsevier Ltd, Vol 5; 503-520.
- Hancock, P. y B. Skinner, 2000. *The Oxford Companion to The Earth*. Oxford, New York: Oxford University Press. 1.174 pp.
- House, M., 1995. "Orbital forcing timescales: an introduction. Orbital Forcing Timescales and Cyclostratigraphy", House MR and Gale AS (eds.) *Geological Society Special Publication*, Vol. 85, 1-18.
- Hutton, J., 1795. *Theory of the earth. With proofs and illustrations. In four parts*. Edinburgh. The Project Gutenberg eBook, 2004 [eBook #12861].
- Klemme, H. y G. Ulmishek, 1991. *Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors*. American Association of Petroleum Geologists, V 75 (12).
- Levorsen, A., 1973. *Geología del Petróleo*. Editorial Universitaria de Buenos Aires, Buenos Aires, 452 p.
- Lyell, C., 1830. *Principles of Geology. An attempt to explain the former changes of the earth's surface, by reference to causes in operation*. En dos volúmenes, V (1) J. Murray, Albemarle-Street, London.
- Mann, P., L. Gahagan y M. Gordon, 2001. "Tectonic setting of the world's giant oil fields". *World Oil Magazine*, Sept. 2001, Vol. 222 (9).
- Magoon, L. y W. Dow, 1994. "The petroleum system". Magoon and Dow (eds.). *The Petroleum System-from source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
- Mazzoni, M., 1986. "Procesos y Depósitos Piroclásticos". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. Serie B (14), Buenos Aires.
- McCall, G. J., 2005. "Earth structure and origins", in *Encyclopedia of Geology*, edited by R. Selley, L. Cocks and I. Plimer. Elsevier Ltd, Vol 1, 421-429.
- Nickel, E. y J. Grice, 1998. "The IMA commission on new minerals and mineral names: procedures and guidelines on mineral nomenclature". *The Canadian Mineralogist*, Vol. 36; 10-20.
- Rudwick, M., 2001. "Jean-André de Luc and nature's chronology". Geological Society, London, *Special Publications*, V. (190); 51-60.

- Schiuma, M.; G. Hinterwimmer y G. Vergani (eds.) *Rocas reservorio de las cuencas de la Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata 2002.
- Tarbuck, E. y F. Lutgens, 1999. *Ciencias de la tierra. Una introducción a la geología física*. Prentice Hall, Madrid, 616 pp.
- Teruggi, M.; M. Mazzoni; L. Spalletti, L. y R. Andreis, 1978. *Rocas Piroclásticas*. Asociación Geológica Argentina. Serie B. 5, Buenos Aires.
- Walters, C., 2006. "The origin of petroleum", in *Practical Advances in Petroleum Processing*, Volume 1. C. Hsu and P. Robinson (eds.) Springer Science-Business Media, Inc. 79-101.

Glosario técnico

- Cristal:** cualquier tipo de cuerpo sólido que naturalmente tiene forma poliédrica más o menos regular.
- Cristalografía:** estudio de la estructura cristalina de las rocas.
- Cuenca sedimentaria:** cada una de las zonas deprimidas de la corteza terrestre en donde se acumulan grandes cantidades de sedimentos durante períodos de tiempo importantes.
- Diaclasa:** fractura (discontinuidad) en los estratos de un cuerpo rocoso sin desplazamiento relativos a ambos lados de esta.
- Espeleología:** estudio de las actividades naturales (grutas, cavernas, etc.) de la superficie terrestre.
- Estratigrafía:** determina edades relativas entre las distintas sucesiones de rocas sedimentarias (estratos).
- Falla:** fractura (discontinuidad) en los estratos de un cuerpo rocoso con desplazamiento relativo a ambos lados de esta.
- Fósil:** resto de un organismo o su impronta (marca de actividad biológica).
- Gemología:** estudio de las piedras preciosas.
- Geofísica:** estudia las características físicas de las rocas.
- Geomorfología:** estudio de las formas del paisaje terrestre.
- Geoquímica:** estudia la constitución química de las rocas.
- Hidrogeología:** investiga la interrelación del agua con las rocas.
- Isótopo:** cada uno de los cuerpos que en el sistema periódico de los elementos se colocan en una misma casilla, corresponden al mismo número atómico.
- Ma:** millones de años.
- Magma:** material de fusión ígnea contenido en el interior terrestre. Constituye la lava que surge en las erupciones volcánicas.
- Mineralogía:** estudio de los minerales.
- Paleontología:** estudio de los organismos fósiles.
- Palinología:** estudio del polen, esporas y dinoflagelados.
- Petrografía:** describe las asociaciones de minerales.
- Petrología:** investiga las asociaciones de minerales.
- Placa:** cada una de las secciones de distinta forma y tamaño en que se divide la corteza terrestre. Flotan sobre la astenosfera (de características plásticas).

Radioisótopo: isótopo que emite radiaciones.

Sedimentología: centra su atención en la génesis de las rocas sedimentarias y en los ambientes sedimentarios correspondientes.

Sismología: entiende en la comprensión de los sismos.

Trampa: disposición del terreno que retiene los hidrocarburos que migran desde la roca generadora.

Volcanología: estudia la actividad volcánica y sus procesos asociados.

► CAPÍTULO - 02

La prospección petrolera

Mario Schiuma y la colaboración de Luis Cabanillas

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos



02 | La prospección petrolera

Establecido que el petróleo se encuentra en aquellas cuencas sedimentarias donde hay o hubo un sistema petrolero activo, la cuestión es cómo encontrarlo.

Como se mencionó anteriormente, la existencia del petróleo se conoce desde tiempos remotos; ya civilizaciones tan antiguas como la sumeria o la egipcia lo conocían y lo utilizaban como impermeabilizante para calafatear embarcaciones, para pegar ladrillos, para uso medicinal. También se lo usaba como combustible en lámparas de iluminación. Sin embargo, dado que el petróleo era recolectado en manaderos naturales, su provisión era muy limitada.

Ya desde el siglo IX se conocía que era posible destilar el petróleo y que de dicha destilación se obtenían diferentes tipos de combustible, pero no fue hasta mediados del siglo XIX, cuando se perforó el denominado pozo de Drake en Pensilvania, Estados Unidos, y se demostró que era posible extraerlo a través de perforaciones, que se lo empezó a usar como combustible.

Al principio, de los productos de la destilación solo se usaba el kerosene como combustible, y los productos más pesados, como lubricantes o combustibles de las usinas térmicas generadoras de electricidad; sin embargo, no se sabía qué hacer con los productos más livianos (gasoil y naftas) que eran muy volátiles y explosivos y no se podían usar para la iluminación ni para la generación de electricidad en usinas térmicas. Por lo tanto, no fue hasta la aparición y popularización de los motores de combustión interna que usaban los productos más livianos como combustible, que la industria del petróleo tomó impulso.

Ya en el siglo XX el continuo aumento de la demanda empujó la exploración en busca de petróleo; al principio se lo buscó con la teoría del anticlinal (véase “Esfuerzo y deformación”, en el capítulo anterior, página 37). Como un anticlinal es una deformación convexa hacia arriba de las capas de la Tierra, si en esa estructura coincidían una roca reservorio y una roca sello por encima, era posible que entrampara petróleo, siempre que esta trampa fuese anterior a la migración del petróleo desde la roca generadora o madre. Luego se fueron buscando trampas cada vez más sutiles que permitiesen al petróleo o al gas entramparse. Esta búsqueda también llevó a refinar los métodos que la apoyaran.

Al principio de la industria, la ubicación de los lugares a prospectar se hacía en función de la geología de superficie; para ello se identificaban estructuras anticlinales y, en lo posible, cercanas a zonas de manaderos de petróleo, lo que aseguraba la existencia de un sistema petrolero activo, o en estructuras dentro de una cuenca que ya había sido comprobada como productiva. Con esa teoría se encontraron muchos yacimientos en lo que se denominó *petróleo*

fácil. También en esa época temprana se conoció que el petróleo no venía solo, sino que era acompañado por gas, lo que creaba un problema dada su inflamabilidad, por eso durante bastante tiempo fue un producto no deseado de la industria, y por agua que, más tarde o más temprano, aparecía en los pozos productivos, esto generaba el problema de disponer de ella, ya que esta agua es generalmente salada y siempre conserva un residuo de hidrocarburos asociado a ella.

Con el correr del tiempo, el denominado petróleo fácil se fue haciendo cada vez más escaso, y los geólogos debieron aguzar su ingenio para encontrar nuevas zonas productivas. Uno de los problemas era que muchas veces las estructuras profundas no tenían expresión en la superficie, por lo que no podían ser reconocidas. Paralelamente para resolver este y otros problemas, la industria se fue proveyendo de herramientas que facilitaran la prospección y evaluación de las acumulaciones de petróleo.

Métodos de prospección

Como se mencionó, junto con la necesidad de encontrar más y más petróleo, la industria fue desarrollando métodos e instrumentos que auxiliaran en esta tarea. Podemos dividir estos métodos en dos grandes categorías:

- Métodos de prospección para hallar nuevas acumulaciones.
- Métodos de evaluación para cuantificar el volumen de las acumulaciones.

Métodos de prospección para hallar nuevas acumulaciones

Geología de superficie

El primer método de prospección fue la geología de superficie, que indicaba la presencia de posibles estructuras que contuviesen petróleo; además se buscaban afloramientos de rocas que diesen información sobre la cuenca, ya que de los yacimientos solo es posible obtener pequeñas muestras de roca que pueden o no ser representativos del reservorio, dependiendo del grado de heterogeneidad de este. La geología de superficie aún se sigue utilizando, fundamentalmente en la búsqueda de afloramientos que se puedan usar como análogos de algún yacimiento, de manera de utilizar la información de los afloramientos para entender la geometría de los reservorios; por ejemplo el tamaño de los cuerpos productivos y la relación entre los distintos cuerpos estableciendo el grado de conexión entre ellos para decidir si se los puede tratar como una unidad hidráulica o si son unidades hidráulicas distintas. También se mide la distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) en el reservorio y la relación entre la roca reservorio y la roca no reservorio (qué porcentaje del espesor total es considerado reservorio). Sin embargo, desde los albores de la industria también se usaron otros métodos que auxilian a los geocientistas en la prospección y evaluación de yacimientos.

Geología de subsuelo

En la geología de subsuelo se utiliza la información obtenida de los pozos y, a su vez, se recurrió en forma muy temprana a la geofísica. En primer lugar,

con el objeto de identificar estructuras que no tenían expresión en superficie y porque la presencia de gas y petróleo en el subsuelo podría generar alguna anomalía en las características geofísicas del lugar donde se encuentra la acumulación. Tanto la magnetometría como la gravimetría están basadas en la teoría del potencial. De allí que a los conjuntos de las dos se los denominen *métodos potenciales*, junto con la magnetoteluria y la sísmica de refracción sirven para una delimitación grosera de las zonas de interés prospectivo. En tanto que la sísmica de reflexión proporciona información más detallada de las capas y estructura de las cuencas sedimentarias.

Gravimetría

Es uno de los primeros métodos utilizados. La interpretación de las mediciones de las variaciones de la aceleración de la gravedad sobre la superficie de la Tierra permite reconstruir aproximadamente la distribución en profundidad de la densidad de las distintas capas que forman la corteza superior. De este modo, es posible identificar la geometría de las cuencas sedimentarias y las variaciones de densidad de las distintas capas geológicas que las rellenan.

La gravimetría es una de las especialidades más antiguas de la geofísica. Las primeras experiencias con fines prácticos fueron realizadas entre 1906 y 1909 por Roland Eötvös, en Hungría, utilizando un instrumento muy preciso; pero desafortunadamente muy lento, llamado *balanza de torsión*.

Las primeras aplicaciones fueron para la detección de domos de sal. A medida que los instrumentos se fueron modificando y consiguieron lecturas más rápidas, se pudieron cubrir grandes áreas en relativamente poco tiempo. El objetivo principal de los trabajos gravimétricos se volcó así a la exploración de nuevas cuencas, o porciones sin explorar de cuencas ya conocidas.

A mediados de la década de 1960, Lucien LaCoste modificó el diseño del gravímetro LaCoste & Romberg para poder medir gravedad desde un barco en movimiento. Posteriormente, el gravímetro marino fue adaptado para poder ser utilizado también en aviones en vuelo, con lo que se inició la aerogravimetría. Con esta adaptación del método se refuerza el objetivo clásico de la gravimetría, que es la exploración rápida de cuencas nuevas o de zonas de difícil acceso en cuencas ya exploradas (faja plegada, selváticas o de desierto).

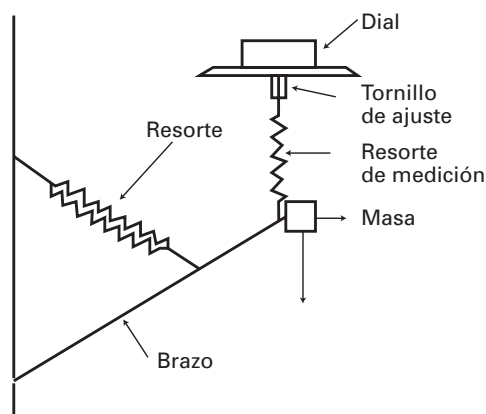
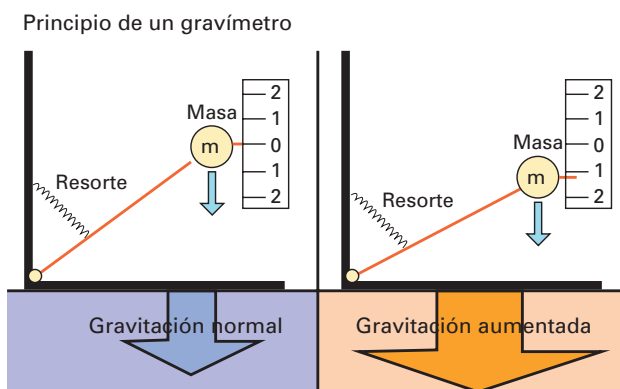


Figura 1. Esquema de un gravímetro.



Los gravímetros modernos tienen un diseño modificado al de la balanza de resorte sencilla. La figura 1 muestra esquemáticamente la configuración de un gravímetro del tipo denominado *astático*. En él la masa está en el extremo de un brazo, vinculado a la caja del gravímetro y que está soportado, en una posición de equilibrio, por un resorte inclinado. Este diseño permite lograr gran sensibilidad para detectar mínimas variaciones de la aceleración de la gravedad. Las lecturas se obtienen volviendo el sistema brazo-masa a una posición de equilibrio con un segundo resorte unido a un dial de lectura en un tambor graduado. Los resortes pueden ser de cuarzo o de metal, y todo el sistema de medición está en un recipiente aislado térmicamente y al vacío.

Magnetometría

La interpretación de los datos de las variaciones del campo magnético sobre la superficie de la Tierra permite reconstruir aproximadamente la distribución de la susceptibilidad magnética en la corteza superior.

Las rocas sedimentarias casi siempre son mucho menos magnéticas que el basamento de las cuencas sedimentarias, formado generalmente por rocas ígneas o metamórficas cuyo efecto magnético es casi como si no hubiera sedimentos. Por esto, muchas veces se considera que las anomalías magnéticas son casi siempre la respuesta de la topografía del basamento, aunque pueden reconocerse las generadas por intrusiones de rocas magnéticas (ígneas) dentro de los sedimentos.

La magnetometría es la rama de la geofísica que se ha usado desde hace más tiempo. Primero, para la navegación con las brújulas y a partir de mediados del siglo XIX, para detectar yacimientos de hierro en Suecia, utilizando brújulas modificadas. Estos magnetómetros mecánicos fueron usados intensivamente desde principios de 1920 hasta 1950 como una herramienta fundamentalmente de reconocimiento. Luego fueron reemplazados por los magnetómetros electrónicos que no tienen partes móviles en los sensores magnéticos y que, por lo tanto, son insensibles a las aceleraciones producidas por los movimientos. Esto permite realizar la registración desde aviones (aeromagnetismo) y barcos en movimiento.

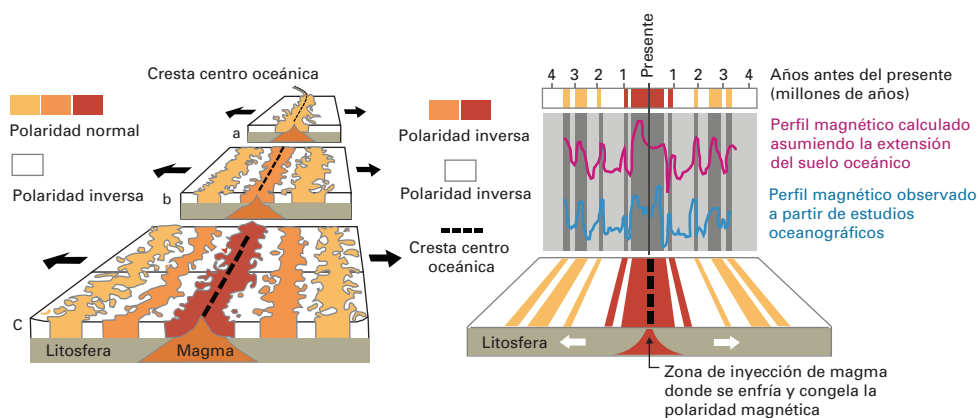


Figura 2. Cambios de polaridad en los fondos oceánicos.

Uno de los primeros resultados sorprendentes del uso de los magnetómetros electrónicos fue la detección de anchas bandas paralelas de intensidad de campo relativamente altas y bajas, a ambos lados de las cordilleras mesoceánicas. Este resultado es una evidencia de la deriva continental y la tectónica de placas. La figura 2 muestra a la izquierda, las mediciones efectivas y a la derecha, un modelo del fondo del mar con las bandas de distinta intensidad, la respuesta del modelo (curva roja) y la curva medida (en azul), y la escala de tiempos en la parte superior, en millones de años.

Magnetoteluria

El método magnetotelúrico ha sido desarrollado independientemente por Cagniard (1953) y Tikhonov (1950). El método utiliza como fuente la medición de las variaciones naturales de los campos eléctricos y magnéticos en la superficie de la Tierra. Los rangos de investigación en profundidad van desde los 300 metros por debajo del suelo mediante el registro de altas frecuencias y hasta 10.000 metros o más con los sondeos de baja frecuencia. El método proporciona una imagen de las variaciones de la resistividad eléctrica de las capas con la profundidad, asumiendo que las capas porosas y permeables tendrán una resistividad menor que aquellas que presentan baja porosidad y permeabilidad. Tal como la gravimetría y la magnetometría, este método proporciona una imagen grosera de la distribución de las diferentes capas que rellenan una cuenca sedimentaria. Se lo usa como complemento de la sísmica de reflexión. En la figura 3 se muestra un ejemplo de interpretación a partir de magnetoteluria.

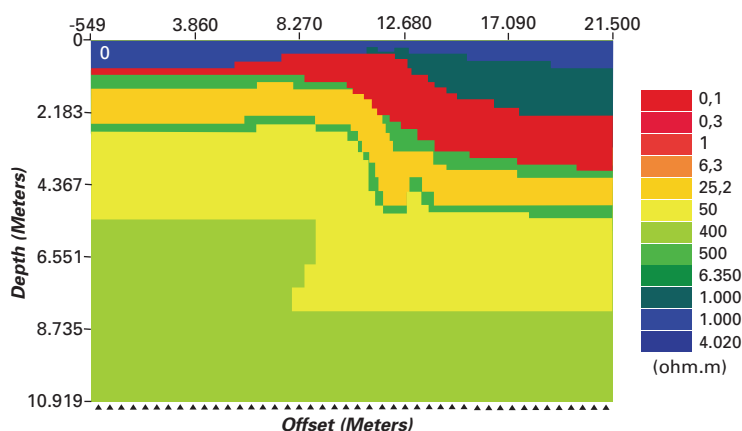


Figura 3. Ejemplo de un corte mostrando la estructura de una zona a partir de la interpretación de datos de magnetoteluria.

Sísmica

Si bien la gravimetría y la magnetometría aún se usan (especialmente las adquisiciones aéreas) la técnica geofísica más usada en la industria del petróleo es la sísmica. Esto se debe a que con este método se obtiene una mejor definición de la distribución de las distintas capas y estructuras geológicas. Además es posible relacionar los datos sísmicos con parámetros de las rocas que permiten ubicar las zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos.

La energía sísmica se genera mediante un impacto controlado en superficie (o a una determinada profundidad), que va propagándose en forma de onda elástica a través de las distintas capas del subsuelo, así una parte de la energía se refleja y permanece en el mismo medio que la energía incidente, y el resto se transmite al otro medio con un cambio de la dirección de propagación debido al efecto de la interfase (refracción). Las ondas de sonido se reflejan y refractan cuando hay un cambio en las propiedades físicas de las rocas. La combinación de la densidad de la roca y la velocidad del sonido a través de ella se conocen como *impedancia acústica* y precisamente las reflexiones y refracciones se producen cuando hay un cambio en la impedancia acústica. Las ondas de sonido se mueven siguiendo la ley de Snell, por lo que aplicando esta ley, es posible reconstruir la distribución de las capas e identificar estructuras tales como pliegues y fallas.

Ya desde 1678, cuando se enunció la ley de Hooke, que dice que la deformación elástica es proporcional al esfuerzo aplicado, se había desarrollado la teoría sísmica. Sin embargo, recién en 1845, Robert Mallet realizó los primeros intentos de medición de las velocidades sísmicas a través de “terremotos artificiales”, usando pólvora negra como fuente de energía y recipientes de mercurio como receptores. En 1910 A. Mohorovicic identificó las ondas P y S y las relacionó con la estructura más superficial de la Tierra. La sísmica de reflexión nació con Reginald Fessenden, en 1913, quien tenía como objetivo identificar icebergs, a raíz del desastre del Titanic, pero recién en 1927 la sísmica de reflexión se convirtió en una técnica comercial de exploración. También para la misma época se desarrolla la sísmica de refracción en 1919 Ludger Mintrop presentó una patente sobre la sísmica de refracción, ya en 1930 los domos salinos superficiales (buenas trampas de hidrocarburos) eran descubiertos mediante esta técnica. En 1939 Rieber introdujo la idea del procesado de datos sísmicos usando la grabación de densidad variable y fotoceldas para la reproducción de las trazas sísmicas. Recién en 1953, cuando las cintas magnéticas estuvieron comercialmente disponibles, comenzó el procesamiento de datos, que se difundió rápidamente en los años siguientes. A finales de la década de 1970, como consecuencia del auge informático y del desarrollo tecnológico, nuevos soportes digitales y nuevos instrumentos, más precisos, representaron otro cambio significativo en el campo de la sísmica. Desde entonces, ha habido una continua mejora de las técnicas de adquisición y procesamiento de datos. En la actualidad, toda la adquisición se realiza en formato digital, y los datos son procesados para su posterior interpretación.

Desde el inicio de la aplicación de esta técnica se usaron dos métodos: el de sísmica de refracción y el de reflexión.

La sísmica de refracción fue utilizada en la prospección sísmica en sus comienzos. Hasta la década de 1960 fue muy utilizada, especialmente en la exploración de cuencas sedimentarias, y condujo al descubrimiento de grandes campos de petróleo. Posteriormente fue relegada por los avances del método de reflexión que proporcionaba una información más detallada. Actualmente, debido a su menor costo y al tipo de información que proporciona (campo de velocidades), la sísmica de refracción se emplea en estudios de estructuras profundas de la corteza terrestre. El método se basa en la medición del tiempo de viaje de las ondas refractadas críticamente en las interfases entre las capas

con diferentes propiedades físicas. De esta interacción, la sísmica de refracción solo considera las refracciones con ángulo crítico, ya que son las únicas ondas refractadas que llegan a la superficie y pueden ser captadas por los geófonos; por este motivo también es llamada *sísmica de gran ángulo* (figura 4).

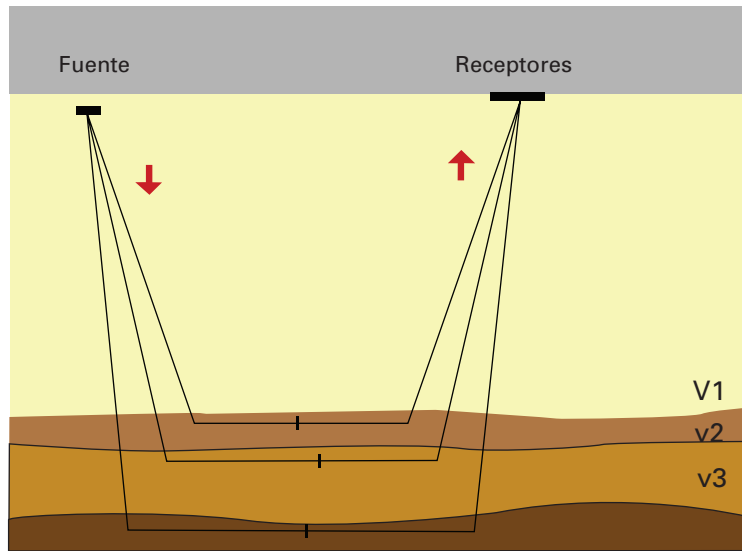


Figura 4. La sísmica de refracción utiliza los tiempos de primeras llegadas del sismograma que corresponden a las ondas refractadas críticamente en las distintas capas del subsuelo. Cada una de estas capas se distingue por su impedancia acústica y se la llama *refractor*. El resultado de este método es una imagen sísmica del terreno en forma de campo de velocidades $[V(x, z)]$; que posteriormente será interpretado geológicamente.

La sísmica de refracción es especialmente adecuada cuando se desean estudiar superficies de alta velocidad, ya que brinda información de velocidades y profundidades en las cuales se propagan las ondas. También es posible inspeccionar áreas más grandes más rápido y de forma más económica que el método de reflexión; sin embargo, hay una significativa pérdida del detalle, por lo que este método proporciona resultados similares a los de los métodos potenciales y magnetoteluria.

El método sísmico de reflexión se basa en las reflexiones del frente de ondas sísmico sobre las distintas capas del subsuelo. Estos reflectores responden, al igual que en la refracción, a contrastes de impedancia acústica que se relacionan con las capas geológicas. Las reflexiones son detectadas por los receptores (geófonos) que se ubican en superficie y que están alineados con la fuente emisora. Dado que las distancias entre la fuente y los geófonos son pequeñas respecto a la profundidad de penetración que se alcanza (figura 5), el dispositivo experimental soporta que se esté operando en “corto ángulo”; lo que asegura la obtención de reflexiones y se distingue de la sísmica de refracción o de gran ángulo.

Una de las características de la sísmica es que los datos están registrados en tiempo, pero si se conoce la velocidad con que se transmiten las ondas de sonido en las distintas capas, es posible conocer la profundidad a la que están esas capas. Esto es de fundamental importancia a la hora de perforar pozos

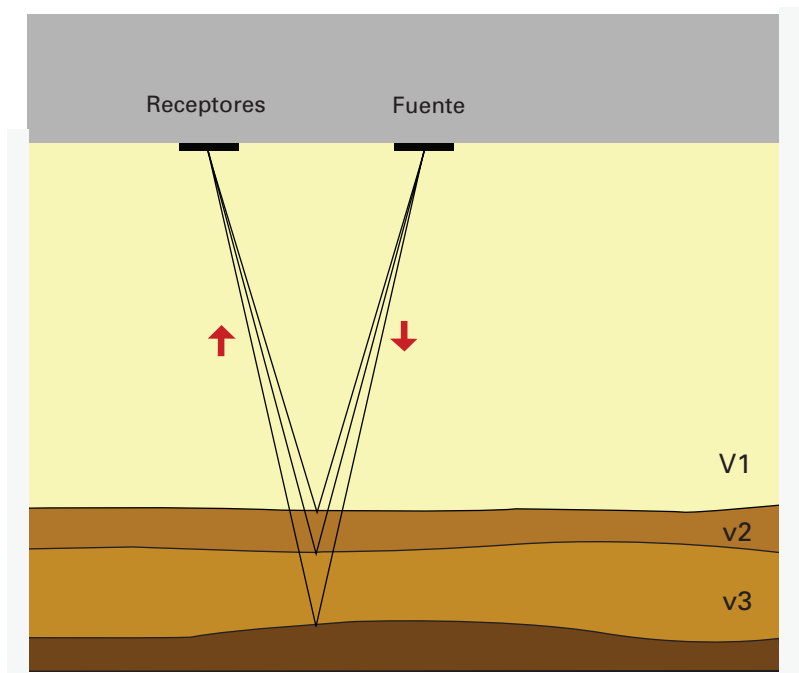


Figura 5. Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflectados en las distintas capas reflectoras.

ya que el geólogo debe prever en qué profundidad se presentan las distintas capas que atravesará el pozo y cuál será la profundidad de este.

La resolución de la sísmica (cuanto discrimina en términos de profundidad), está en el orden de entre 20 y 40 metros; esto significa que la sísmica no distingue eventos que tengan menos espesor que los mencionados, aunque en los últimos años se ha ido mejorando la resolución y reduciendo los espesores que es posible distinguir. Esta resolución depende del contenido en frecuencia de la sísmica, el cual está limitado por las capas superiores de la corteza que se denomina *weathering* (zona de alteración) y actúa como un filtro pasa bajos, es decir, que no permite inyectar altas frecuencias en el terreno, lo que hace que disminuya la definición vertical de la sísmica.

Un gran avance de la sísmica fue la aparición de la sísmica 3D. La sísmica 2D (figura 6) contemplaba registrar líneas en lo posible en un diagrama ortogonal con las líneas equiespaciadas o no, se interpretaban esas líneas y luego se interpolaban en las zonas donde no había registro; este sistema generaba grandes incertidumbres en las zonas de interpolación, ya que no se sabía a ciencia cierta qué es lo que ocurría en esas zonas. En la década de 1980 y ligado a los avances en la adquisición y procesamiento de datos, se desarrolló lo que se llamó *sísmica 3D*. Para este tipo de adquisición las líneas se colocaban mucho más cerca unas de otras y lo que se conseguía era una cubo sísmico con información en las tres direcciones, de allí el nombre de 3D. En la figura 7 se presenta un ejemplo de cubo de sísmica 3D donde se ven claramente el relleno de una cuenca, una discordancia de tipo angular y algunas fallas.

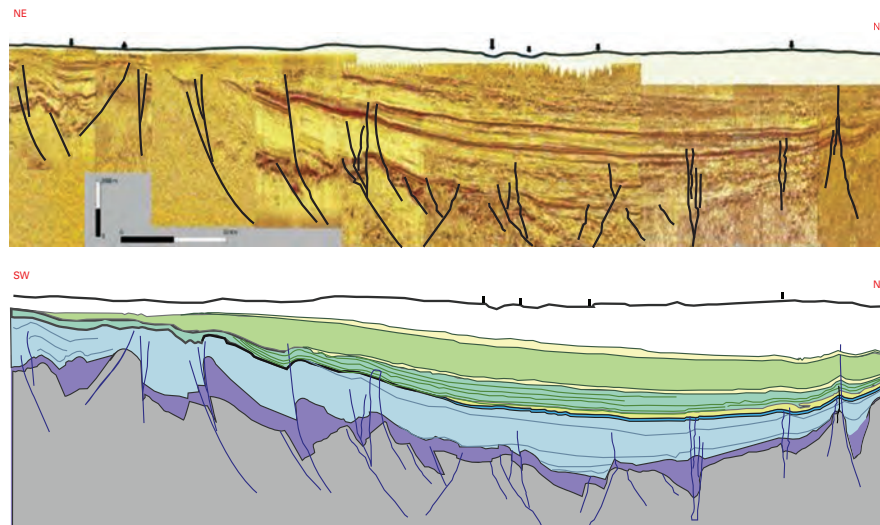


Figura 6. Línea sísmica 2D acompañada por una interpretación geológica regional.

Geoquímica de superficie

Otro de los métodos utilizados en la prospección de hidrocarburos es la geoquímica de superficie. Como se ha mencionado, en los inicios de la exploración petrolera los pozos se ubicaban en zonas donde había manaderos de petróleo, porque era la mejor evidencia de la existencia de un sistema petrolero activo. Ya en la década de 1930 se comenzó a analizar la presencia en superficie de gases derivados de alguna acumulación subyacente de hidrocarburos.

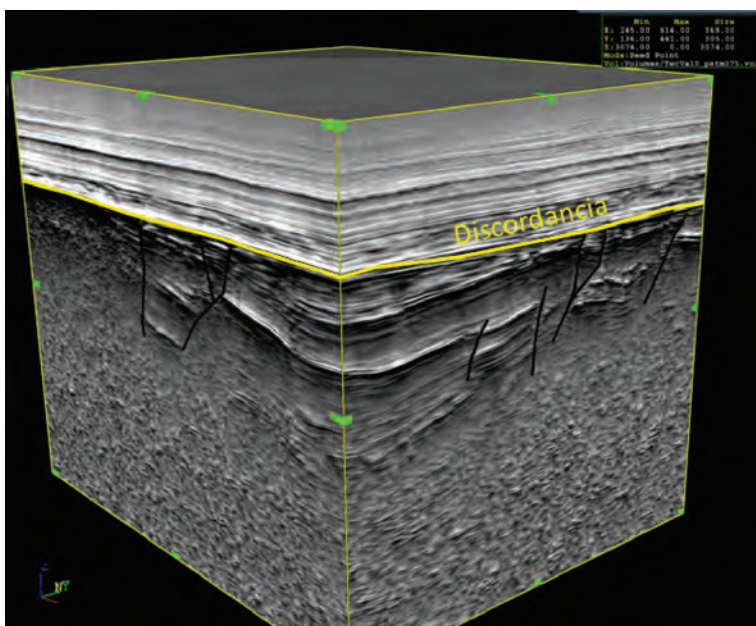


Figura 7. Cubo sísmico.

ros. El principio de este método es muy simple y se basa en que los gases más livianos (metano, propano y butano) pueden fugarse en pequeñas cantidades (microfugas) hacia la superficie y generar algún tipo de anomalía (ver figura 8). En las últimas dos décadas, esta metodología ha tomado mayor impulso debido a la mejora de los equipos que pueden detectar pequeñas cantidades de gas en el suelo. Además, la presencia de estos gases puede generar la de bacterias que se alimentan de estos gases. También existen determinadas plantas que incorporan estos gases al alimentarse de sustancias presentes en el suelo.

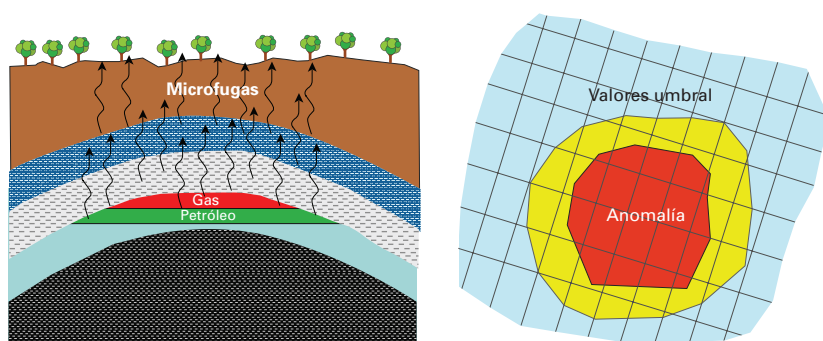


Figura 8. Ejemplo de anomalía geoquímica.

La base del método consiste en la toma de muestras de suelo mediante pequeñas perforaciones o en la toma de muestras de vegetación en un mallaado que debe diseñarse con el objeto de involucrar zonas donde sería esperable que no hubiese microfugas. Esto se hace con el objeto de determinar el umbral (*background*) de presencia de estos gases y así poder detectar anomalías cuando la concentración de gases o bacterias es consistentemente mayor que el *background*. También es importante detectar la presencia de gases de origen biogénico que no tienen relación con acumulaciones de hidrocarburos.

Siempre se recomienda usar esta metodología junto con alguna de las otras aquí expuestas ya que la presencia de una anomalía no asegura por sí sola la presencia de una acumulación, pero sí es un buen dato sobre la presencia de un sistema petrolero activo, que puede haber generado o no acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Se lo puede usar tanto para explorar zonas con poca información de la composición del subsuelo o en zonas de cuencas conocidas junto con otros métodos de prospección.

Métodos de evaluación para cuantificar el volumen de las acumulaciones

Los métodos de evaluación se basan en un grupo de herramientas que se bajan al pozo para medir cómo varían determinadas propiedades con la profundidad. Esas propiedades son:

- La resistencia al paso de la corriente de las rocas (resistividad).
- El potencial espontáneo (es decir, la generación de pequeñas diferencias de potencial eléctrico debida a la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el lodo de perforación, SP).

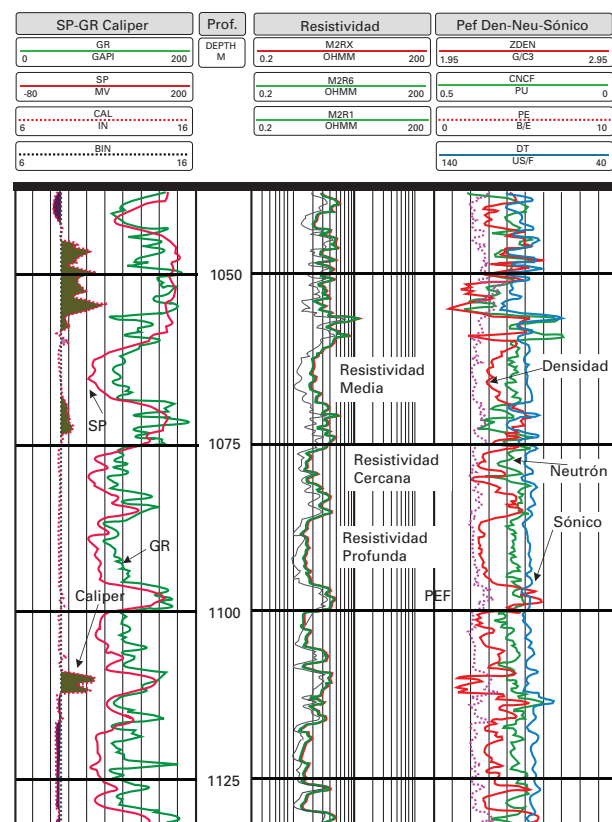


Figura 9. Perfil de pozo.

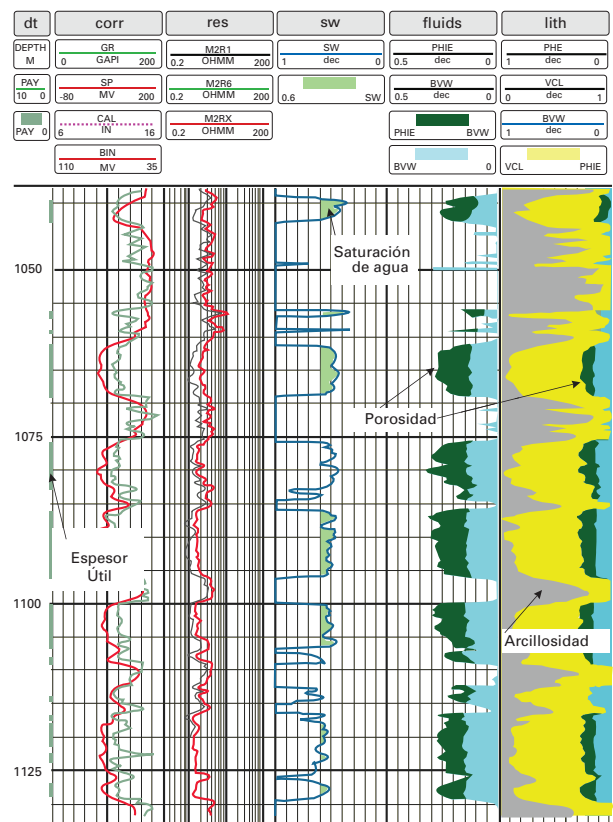
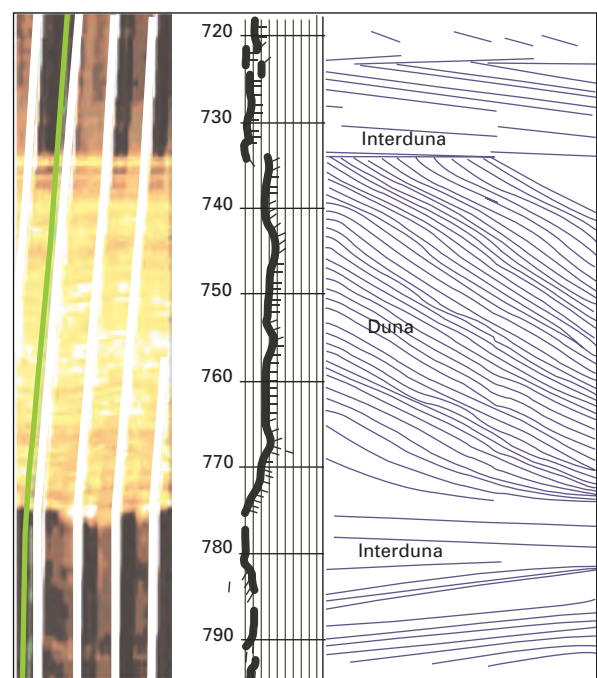


Figura 10. Perfil interpretado (se calcula arcillosidad-porosidad, saturación y espesor útil).



- c) La radioactividad natural de las rocas (rayos gama o GR).
- d) La velocidad del sonido en las rocas (sónico).
- e) La densidad de las rocas (densidad).
- f) La cantidad de hidrógeno en los poros de la roca (neutrón).

Estas son las propiedades más comunes que se miden (ver figura 9). Las dos últimas requieren fuentes radiactivas que interactúan con los constituyentes de las rocas. Además, hay otros registros que pueden correrse eventualmente, tales como medidas de presión y recuperación de fluidos originales del reservorio, resonancia magnética de las rocas e imágenes de la pared del pozo. Toda esta información es interpretada junto a los datos obtenidos durante la perforación del pozo. Esta disciplina se llama *petrofísica* (ver figuras 10 y 11).

Figura 11. Imagen resistiva de pozo con interpretación de ambiente de deposición.

El pozo exploratorio

Como se mencionó, el propósito de los métodos de prospección es tratar de ubicar las zonas con mejor potencial para albergar acumulaciones de hidrocarburos. En esta etapa se analizan e interpretan los datos obtenidos, y el objetivo final es ubicar un pozo exploratorio que confirme o deseche las hipótesis que llevaron a ubicar esa perforación.

La actividad exploratoria es una actividad de riesgo, en el sentido de que nada asegura que el pozo resulte comercialmente exitoso y, en general, son altas las chances de que no lo sea, ya que solo uno de cada diez pozos exploratorios resulta productivo. Por ello, las compañías categorizan las posibles ubicaciones a perforar en función del riesgo geológico que conllevan y del volumen que se podría encontrar; en general, cuanto más grande puede resultar la acumulación, más grande es el riesgo de no encontrar.

Otras definiciones en la jerga de exploración categorizan de acuerdo al grado de conocimiento. Así un *lead* es una oportunidad, o un prospecto hipotético, que necesita mayor estudio o definición; es, en definitiva, una hipótesis geológica. Un *play* es un grupo de prospectos que tienen en común la misma roca almacén, la roca sello, y la misma historia de generación, migración y de carga. Un prospecto es una zona de interés exploratorio, en un intervalo estratigráfico específico, el cual aún no ha sido probado por la perforación; cuando se prueba y los resultados son positivos, se lo denomina *yacimiento* y un conjunto de yacimientos forman un *campo*.

Desde que se genera una idea geológica hasta que se toma la decisión de perforar un pozo, en general se cumplen una serie de pasos, y el tiempo entre la generación de la idea hasta la perforación del pozo es muy variable y depende de factores técnicos, financieros, comerciales y legales. Desde el punto de vista técnico, el trabajo de los geocientistas es generar la idea y minimizar los riesgos geológicos; también de acuerdo al monto de la inversión, se debe conseguir la financiación que permita llevar adelante el proyecto. En todos los casos se analiza la comercialidad de la acumulación y se calcula el punto de quiebre (*break even*), esto es qué tamaño de acumulación es necesario encontrar para recuperar al menos la inversión inicial. También en la decisión de perforar un pozo juegan aspectos legales tales como el compromiso de trabajo que se asumió al solicitar un permiso para un bloque de exploración.

Es común que cuando las ideas geológicas alcanzan el estatus de prospecto se haga una revisión entre pares (*peer review*) donde geocientistas no involucrados con el proyecto lo analizan junto con quienes lo proponen y se evalúan sus puntos débiles y el riesgo que tiene la inversión. Si el prospecto atraviesa airoso todos estos filtros, finalmente se perfora el pozo exploratorio.

Desde que se comienza a perforar el pozo y hasta alcanzar la profundidad propuesta se va obteniendo información, se analizan los recortes de roca (*cuttings*, figura 12) y eventualmente se puede recuperar un cilindro de roca llamado *testigo corona* (figura 13) que se analiza en laboratorio. Además, se registra el gas que va saliendo junto con el lodo de perforación y los rastros de petróleo (manchas de petróleo en la roca). De esta manera, cuando se termina de perforar el pozo hay una idea bastante certera de si el pozo confirmó las hipótesis que condujeron a perforarlo en ese lugar o no. No obstante, al finalizar el pozo se registran los perfiles de pozo.



Figura 12. Recortes de perforación.



Figura 13. Coronas de pozo.



Con todos estos registros y los datos obtenidos durante la perforación del pozo se evalúa la potencialidad para producir hidrocarburos de las distintas rocas atravesadas. Con los registros de SP y GR y la combinación densidad-neutrón se calcula el contenido de arcillas en la roca. Con los datos de densidad, sónico y neutrón es posible estimar la porosidad de las rocas, y con la resistividad se calcula la saturación de los distintos fluidos que puede albergar la roca (agua, petróleo o gas). Esto significa calcular para una porosidad dada qué porcentaje está ocupado por agua y, por diferencia, se calcula cuál es la proporción de petróleo o gas. De esta manera, se puede conocer el volumen de hidrocarburos contenido en un intervalo determinado. Como se cuenta con datos de geología de superficie o de alguno de los métodos geofísicos mencionados anteriormente, se estima el tamaño de la estructura, es decir, que es posible conocer el área que podría ocupar la acumulación. A través de los perfiles de pozo se estiman la porosidad, la saturación de agua y el espesor mineralizado. Como se conoce el área, el espesor y la porosidad es posible calcular el volumen poral de la roca, luego conociendo la saturación de agua se resta este volumen y así se conoce lo que se denomina *petróleo original in situ* (o Pois), que se encuentra a la presión y temperatura del reservorio. Para conocer cuánto petróleo de ese yacimiento se puede recuperar, primero se afecta al volumen original in situ por el factor volumétrico del petróleo (B_o), ya que el petróleo al llegar a superficie pierde volumen porque al bajar la presión pierde el gas que tenía disuelto, es decir, se encoge. Por último, se afecta a este valor por el denominado factor de recuperación, esto se debe a que del petróleo original in situ solo se recupera una fracción que puede variar desde un 5% a un 50% dependiendo de las características del hidrocarburo (viscosidad, fundamentalmente), de la facilidad con que la roca deja pasar los fluidos (permeabilidad) y de los mecanismos de drenaje que actúan en el reservorio. En promedio, el factor de recuperación para petróleo está en el orden del 22%. Con el gas, la recuperación es mucho mayor debido a que es un fluido muy poco viscoso; así el factor de recuperación para el gas varía entre 30 a 90%, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la roca y de que no haya irrupciones tempranas de agua en la producción del yacimiento. En el caso del gas ocurre lo contrario que con el petróleo, al llegar a superficie, el gas se expande, es decir, que el volumen de gas in situ es menor al que se recupera en superficie, el

grado de expansión depende fundamentalmente de la presión del reservorio, por esto es afectado por el factor de volumen del gas (Bg).

Hay distintos tipos de pozos exploratorios según el objetivo que persigan:

- a) Pozo de estudio (*wildcat*): se perfora en una zona de cuya geología se conoce muy poco y tiene como objetivo primario conocer la columna geológica y no encontrar una acumulación de hidrocarburos.
- b) Pozo exploratorio: se perfora para comprobar o desechar una hipótesis geológica, y su objetivo primario es la búsqueda de una acumulación comercial de hidrocarburos.
- c) Pozo de extensión: una vez hecho el descubrimiento se perforan pozos relativamente cercanos al descubridor para hacer una primera delineación del yacimiento y ajustar el volumen de la acumulación.
- d) Pozo de exploración profunda: se perforan en zonas donde ya hay producción de petróleo, pero se buscan objetivos más profundos que los que actualmente están en producción.

El desarrollo

La perforación de un pozo exploratorio exitoso no es suficiente para declarar las reservas totales de la acumulación. De esta manera, la compañía solo puede valorizar la reserva comprobada por ese pozo, es decir, cuánto petróleo puede producir por sí mismo más un pequeño desarrollo (en general 4 pozos más). El resto de la acumulación se categoriza como “probable” y “posible”. La reserva probable tiene un rango de incertidumbre menor que la posible y estas categorías dependen de factores geológicos y económicos.

Una vez delineado el yacimiento y si los cálculos económicos indican que el proyecto es rentable, se inicia el desarrollo del yacimiento, caso contrario, la acumulación se categoriza como “recurso” y se debe esperar a que cambien las condiciones económicas o técnicas que permitan su explotación comercial.

Para calcular la rentabilidad se debe conocer el volumen aproximado del petróleo y del gas que se va a recuperar, el precio de venta de los productos, el costo de los pozos a perforar y de las instalaciones de superficie; por ejemplo: tanques, plantas de tratamiento, oleoductos, gasoductos, plantas de compresión, plantas de separación de gases (propano y butano, fundamentalmente), el costo operativo (cuánto se gasta para poder producir) y la carga impositiva que se aplica. También es común, en los yacimientos de petróleo, diseñar desde el principio un proyecto de recuperación secundaria con el objeto de mejorar el factor de recuperación inyectando agua o gas. En yacimientos de gas húmedo se pueden diseñar proyectos de reciclado, es decir, separar los componentes más pesados del gas y reinyectar en el yacimiento solo el metano, de esta manera se recupera un importante volumen de GLP (gas licuado de petróleo) que tiene un mejor valor que el gas seco (solo metano).

A medida que se van perforando nuevos pozos, se va conociendo mejor el reservorio, ya que en todas las perforaciones se corren los registros de pozo; en muchos de ellos se realiza control geológico, es decir, se recolecta y describe el *cutting*, se mide el gas y en algunos de ellos se recuperan testigos corona para calibrar y ajustar los cálculos de perfiles. Durante esta etapa es común el uso de distintos mapas que guían el desarrollo del yacimiento. Los mapas más comunes son:

- a) Mapas estructurales (figura 14): indican la variación en profundidad del techo de la roca reservorio, se construye un mapa por cada horizonte productivo y en él se indica la posición de los distintos contactos de fluido.
- b) Mapas isopáquicos (figura 15): muestran las variaciones de espesor de los distintos horizontes productivos.
- c) Mapas de isoporosidad (figura 16): muestran cómo varía la porosidad de la formación.
- d) Mapas de isosaturación (figura 17): muestran cómo varía la saturación de agua en el reservorio.
- e) Mapas de producción de agua, gas y petróleo (figura 18): indican cómo va evolucionando la producción de estos fluidos a través del tiempo y son útiles para definir las estrategias de producción del yacimiento.

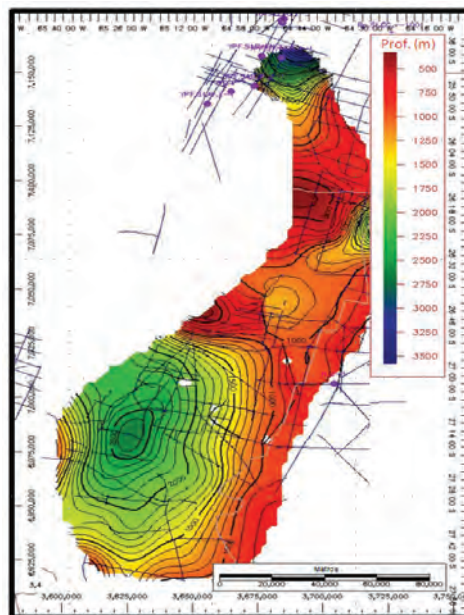


Figura 14. Mapa estructural en profundidad, basado en información sísmica.

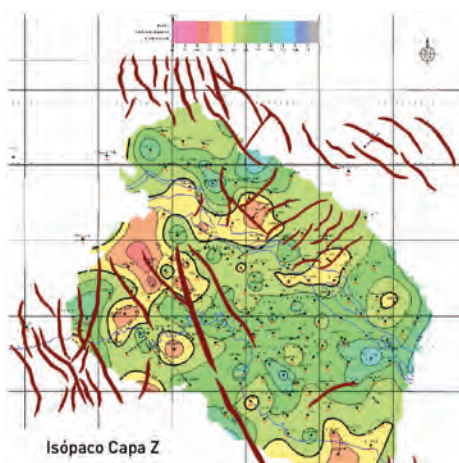


Figura 15. Mapa isopáquico.

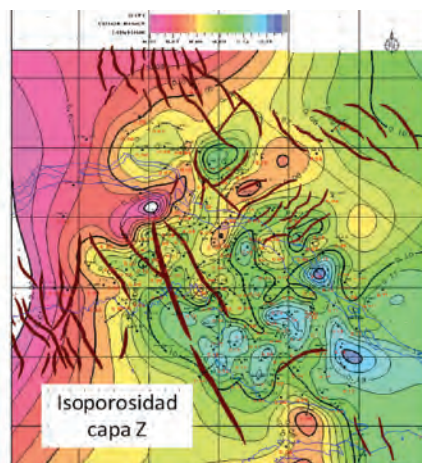


Figura 16. Mapa isoporosidad.

Estos mapas permiten planificar el desarrollo del yacimiento. Además, es común acompañar estos mapas con cortes del reservorio que permiten ver esas variaciones en un plano vertical en una dirección definida (ver figura 19). Estos cortes se realizan entre los pozos del yacimiento y se correlacionan las capas pozo a pozo.

Es muy común generar un modelo dinámico del reservorio (figura 20) y un modelo estático (figura 21). El fin de estos modelos es, en el caso del está-

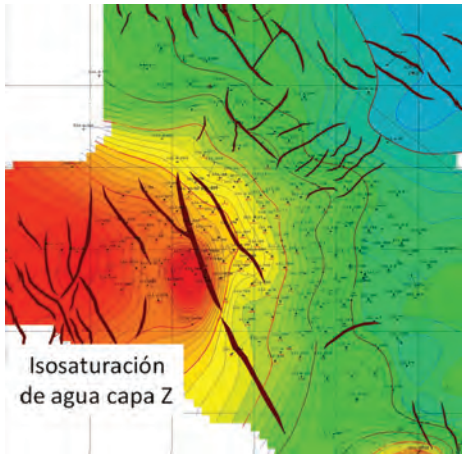


Figura 17. Mapa de isosaturación.

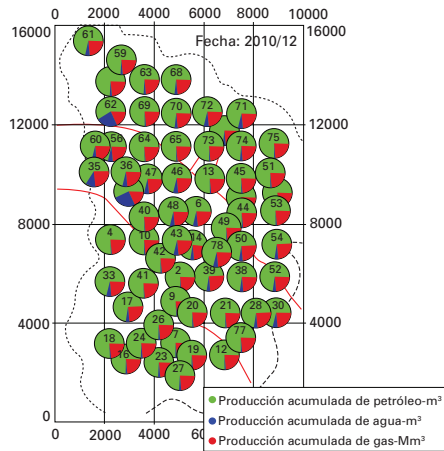


Figura 18. Mapa de producción de fluidos.

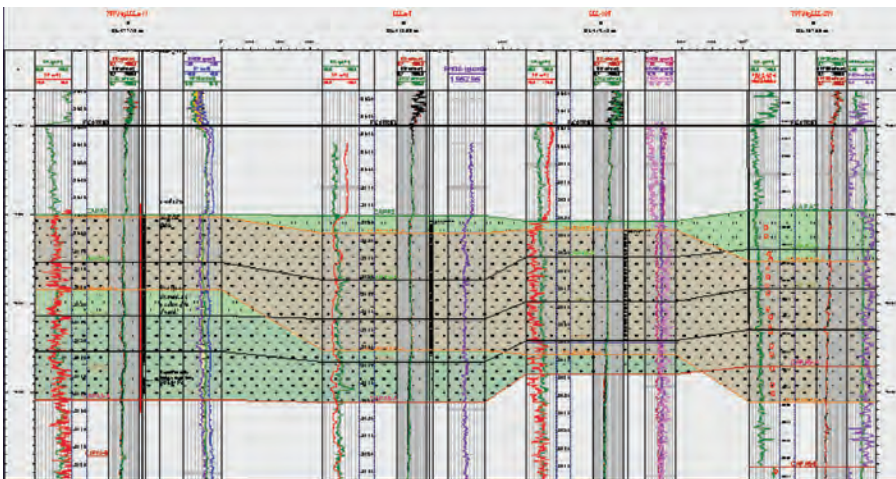


Figura 19. Corte de un yacimiento usando información de perfiles de pozo.

tico, conocer lo más aproximadamente posible cómo se distribuyen los parámetros del reservorio, a saber: porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Cuando hay sísmica 3D, se trata de relacionar alguno de estos parámetros con algún atributo sísmico, dado que tiene información de todo el volumen de la acumulación; así es posible propagar la información puntual de los pozos con la misma densidad areal de datos de la sísmica, pero con una mejor resolución vertical. El modelo dinámico tiene como finalidad plantear distintas estrategias de producción del reservorio y ver qué impacto económico tiene cada una de ellas, como por ejemplo perforar pozos a un distanciamiento menor, o analizar distintos esquemas de inyección de agua en un proyecto de recuperación secundaria.

De la misma manera que hay distintos pozos de exploración también existen distintos pozos de desarrollo, según el objetivo que persigan:

- Pozo de avanzada: se perfora para conocer la extensión del yacimiento en una determinada dirección.

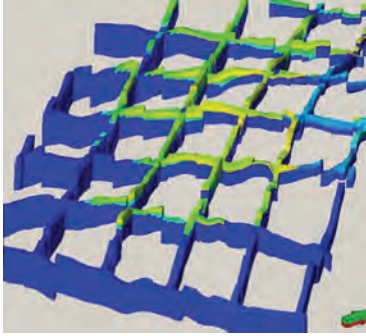


Figura 20. Modelo dinámico que muestra la distribución de fluidos en un momento dado.

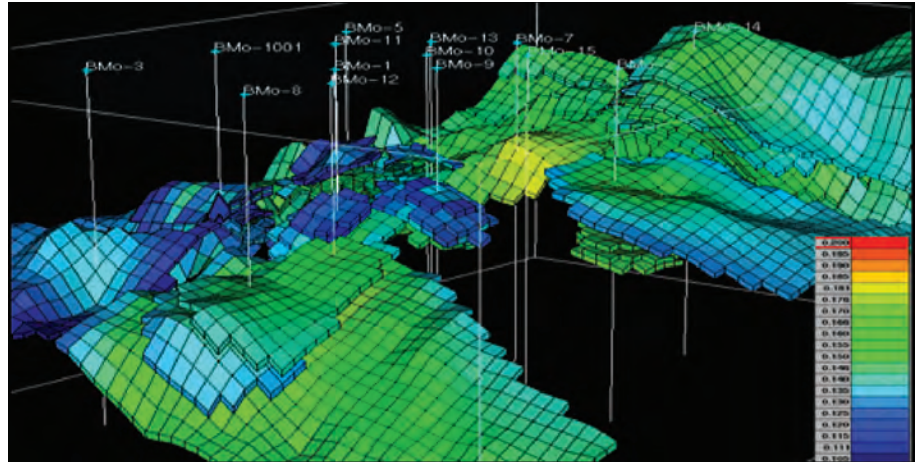


Figura 21. Modelo estático de reservorio.

- b) Pozo de desarrollo: su objetivo primario es la producción de hidrocarburos.
- c) Pozo inyector: diseñado para inyectar agua o gas en el reservorio, se perfora para proyectos de recuperación secundaria o asistida.
- d) Pozos de observación: son especiales, se usan par ir midiendo la evolución del movimiento de fluidos en el reservorio, pueden entubarse con fibra de vidrio para poder registrar perfiles que no se pueden registrar en cañerías de acero.
- e) Pozo sumidero: se usa para inyectar agua salada cuando hay un excedente en el volumen de agua que no se usa en la recuperación secundaria. En general, se inyecta en formaciones profundas que no tienen interés como productivas de hidrocarburos.

La vida útil de un yacimiento es muy variable, desde unos pocos años hasta varias decenas de años. Es muy común que yacimientos que ya estaban al límite de su vida útil hayan sido reactivados por la aparición de nuevos horizontes productivos. Un ejemplo es el yacimiento Kern River en California, Estados Unidos, que fue descubierto en 1899 y que luego de agotados los horizontes más profundos, continúa produciendo petróleo pesado de los horizontes superiores. También es cierto que nunca se acaba de conocer totalmente el yacimiento hasta su total agotamiento.

Con relación a los reservorios, en la actualidad se está escribiendo un nuevo capítulo en la historia de la industria, ya que se está produciendo petróleo de rocas que antes no se consideraban aptas para producir, tales como las arenas de baja permeabilidad y las arcillas petrolíferas o gasíferas, es decir, rocas con muy baja capacidad para producir fluidos. Este fenómeno se debe a tres circunstancias: la primera, el paulatino agotamiento de los reservorios convencionales y la dificultad cada vez mayor en hallar nuevos yacimientos de gran tamaño; la segunda circunstancia es el precio cada vez mayor del petróleo y, por último, el avance de la técnica que permite producir este tipo de rocas mediante la fracturación hidráulica. De manera que mientras se habla del agotamiento de este recurso, la industria se dispone a escribir un nuevo capítulo de su historia.

Glosario técnico

Aflorar: asomar a la superficie.

Afloramiento: masa de rocas de terrenos más profundos en la corteza que emergen a la superficie terrestre.

Anticlinal: repliegue del subsuelo con su convexidad hacia arriba.

Cristal: cualquier tipo de cuerpo sólido que naturalmente tiene forma poliédrica más o menos regular.

Gravimetría: medición de las variaciones de la aceleración de la gravedad sobre la superficie de la Tierra.

Isótopo: cada uno de los cuerpos que en el sistema periódico de los elementos se colocan en una misma casilla, corresponden al mismo número atómico.

Magnetometría: medición de las variaciones del campo magnético sobre la superficie de la Tierra.

Magnetoteluria: medición de las variaciones naturales de los campos magnéticos en la superficie de la Tierra.

Permeabilidad: medida de la capacidad de la roca para transmitir un flujo monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el *darcy*.

Petróleo: líquido que se encuentra en los estratos superiores de la Tierra y consiste en una compleja mezcla de hidrocarburos con otras sustancias. A partir de este y en distintas proporciones, pueden obtenerse gasolinas, naftas y varios otros subproductos mediante distintos procesos de separación y refinación.

Porosidad: cantidad de espacio vacío en una roca de formación que, usualmente, se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere al total de espacios porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración de fluidos. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración de fluidos.

Radioisótopo: isótopo que emite radiaciones.

Reservorio: sitio del subsuelo apto para almacenar hidrocarburos.

Sísmica: mediante un impacto controlado en superficie (o a una determinada profundidad) se generan ondas elásticas que se propagan a través de las capas del suelo. La lectura de la reflexión o refracción de dichas ondas permite identificar variaciones en la estructura del subsuelo.

Trampa: disposición del terreno que retiene los hidrocarburos que migran desde la roca generadora.

► CAPÍTULO - 03

La perforación

Daniel Casalis, Luis Rabanaque, Gabino Velasco y Fabián Benedetto

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos



03 | La perforación

Introducción

La perforación petrolera fue una de las primeras actividades de la industria de los hidrocarburos. Las más antiguas fueron sin duda la geología y la petrofísica, ciencias básicas para la localización de posibles acumulaciones de hidrocarburos. No obstante su gran desarrollo, estas disciplinas hasta ahora no están en condiciones de probar fehacientemente la existencia de hidrocarburos en el subsuelo. Esta comprobación y la posterior extracción pertenecen al campo de la perforación y posteriormente a la producción petrolera.

La perforación petrolera, por lo tanto, es uno de los primeros eslabones en la cadena de la actividad hidrocarburífera que remata en el llenado del tanque de su automóvil, la producción de energía eléctrica o el gas que calienta su casa o cocina sus comidas.

¿Qué es un pozo petrolero?

Es una obra de ingeniería efectuada con el objeto de investigar el subsuelo en busca de hidrocarburos o producirlos una vez que han sido hallados. Esta obra de ingeniería, a diferencia de otras, tiene dos características propias muy particulares:

- Una desmesurada relación profundidad-diámetro; con diámetros de no más de 20 o 30 centímetros se pueden tener longitudes de 5 o 6 kilómetros.
- El trabajo de la perforación se realiza fuera de la vista de los que lo efectúan o dirigen. Todo lo que conocen del avance de su obra es mediante información transmitida de alguna forma a la superficie.



¿Cómo se perfora un pozo petrolero?

En principio es muy simple: se trata de fabricar un agujero en el subsuelo para llegar hasta donde se encuentra el hidrocarburo, para que el producto se ponga en contacto con la superficie y pueda ser extraído, de modo que podríamos imaginar algo así como una gigantesca agujereadora para hacerlo. Algo de esto es así, pero, en realidad, el proceso es bastante más complejo y no carente de riesgos.

¿A qué profundidad se deben perforar los pozos para obtener el hidrocarburo?

La longitud que debe perforarse para llegar al estrato hidrocarburífero depende de cuán distante se encuentra este del punto de partida de la perfo-

ración. Actualmente se perforan pozos a profundidades de solo 500 o 600 metros, pero otros deben alcanzar los 7 u 8 mil metros y en longitud, se ha llegado hasta cerca de los 12 mil metros.

¿Cuánto se tarda en perforar un pozo?

El tiempo que se demora en perforar un pozo petrolero depende de la longitud a recorrer y de las características de los terrenos que se deben atravesar. Una perforación somera puede hacerse en solo tres días, y un pozo profundo y con formaciones difíciles de atravesar puede demorar hasta cerca de un año.



Breve historia de la perforación

La perforación de pozos es una actividad que se remonta muy lejos en el tiempo. Su objetivo era la obtención de agua o de sal. Los egipcios perforaron pozos para el suministro de agua, y existen testimonios gráficos de esta técnica que datan de tiempos tan lejanos como 1500 años a. C. También los chinos perforaron pozos para producción de sal unos 1100 años a. C.

Una curiosidad: quizás la perforación más antigua efectuada para obtener un hidrocarburo de que se tiene memoria fue un pozo que mandó construir el rey Senaquerib de Asiria para extraer bitumen, se perforó a 12 metros de profundidad (alrededor de 700 años a. C). Este residuo pesado del petróleo, proveniente de afloramientos, se usaba en la Antigüedad para calafatear las embarcaciones y también en el antiguo Egipto para el acondicionamiento de las momias. Es probable que otros pozos fueran perforados con ese propósito durante esos tiempos.

El equipamiento usado para perforar era primitivo, prácticamente se efectuaba el trabajo a pico y pala, aunque también se auxiliaban con algunos aparos para extraer la tierra removida.

Existen antecedentes de pozos efectuados así alrededor de 600 años a. C. hasta profundidades de “algunos cientos de pies”.

En el siglo XVI, Leonardo da Vinci, quien no dejó prácticamente ningún campo de la ciencia sin explorar, hizo bocetos de una máquina perforadora, probablemente sobre la base de equipamientos ya existentes. De hecho, Georgius Agrícola, un ingeniero que vivió en el mismo siglo que da Vinci, describió en su tratado *De Re Metallica* equipamientos y herramientas para las operaciones en minas.

A principios del siglo XIX, se produce en los Estados Unidos la gran movilización de población desde el este hacia el oeste. La sal era producto indispensable para conservar los alimentos y curtir las pieles, y al alejarse del océano, se perdió la provisión fácilmente accesible de este producto. Si bien existían salinas en el interior del continente, no las había en todo lugar, y en algunos casos las cantidades no eran suficientes. Por esta razón entre principios y mediados del siglo se produjo un fuerte desarrollo del equipamiento para perforar pozos más profundos. En 1854 uno de estos equipos llegó a perforar hasta una profundidad de 670 metros. Por otra parte, también en Europa se habían

desarrollado equipamientos capaces de perforar pozos en búsqueda de agua a profundidades del orden de 300 metros o más. La incorporación de las máquinas de vapor, a su vez, potenció las posibilidades de los equipos.

A mediados del siglo XIX existían entonces equipamientos y técnicas para poder perforar pozos de mediana profundidad, pero habían sido usados hasta entonces solamente para la búsqueda de agua, sal y algunos minerales. Por este motivo, cobra especial importancia la operación emprendida por un llamado “coronel” Drake, en Titusville, Pensilvania, quien se lanzó a perforar un pozo con el deliberado propósito de buscar petróleo, lo que ocurrió en el año 1859. Drake utilizó el equipamiento y las herramientas que se usaban en esa época para perforar pozos de agua o para sal.

Esta primera perforación con fines petrolíferos fue exitosa ya que se encontró petróleo a una profundidad de 21 metros. El pozo se entubó y ensayó, producía por bombeo a razón de 3 metros cúbicos por día.

Este éxito fue el disparador que aceleró la actividad de perforación con fines petrolíferos. Ese mismo año (1859) se perforaron dos pozos; al siguiente, 175; en 1861 se llegó a 340 pozos y ya en 1870 se perforaron 1664 pozos solo en los Estados Unidos.

El desarrollo de las perforaciones como medio de obtener petróleo se extendió en diferentes partes del mundo. En la Argentina se formó hacia 1880 la Compañía Mendocina de Petróleo, la cual perforó y explotó pozos petrolíferos en el faldeo del cerro Cacheuta, en función de la geología de superficie y a las manifestaciones de afloramientos existentes en el área. Años más tarde, en 1906, el español Francisco Tobar perforó su pozo “República Argentina” en la Quebrada de Galarza (provincia de Salta), cuyo resultado fue petróleo surgente.

Sin embargo, el verdadero *boom* de las perforaciones petroleras se produjo a partir de un hecho ocurrido en enero de 1901. Anthony Lucas, un dalmata radicado en los Estados Unidos, perforó un pozo en Spindletop, Texas, hasta una profundidad de 311 metros. Cuando bajaban la columna de barras de perforación para continuar profundizando el pozo, este comenzó a fluir, arrojó primero el lodo de perforación y luego comenzaron a surgir grandes cantidades de petróleo, hasta una altura de cerca de 100 metros, lo que tiró fuera del pozo las barras de perforación. Se calcula que la producción inicial, a través del agujero de 6 pulgadas, fue de alrededor de 14.900 metros cúbicos por día. Ese día se había perforado por primera vez en un reservorio en domo de sal y comprobado que la perforación era un medio idóneo para conseguir producciones en gran escala del hidrocarburo. A partir de ese momento comenzó un nuevo capítulo de intensa actividad y desarrollo tecnológico en la actividad de perforación.

Es de destacar que solo seis años después de este acontecimiento, se produjo el descubrimiento en Comodoro Rivadavia. El 13 de diciembre de 1907, un equipo bajo el comando de José Fuchs y con la supervisión de Humberto Beghin, encuentra petróleo a los 539 metros de profundidad. Este se considera como el comienzo del desarrollo petrolero en nuestro país, ya que, no obstante, la existencia de actividad anterior, como se mencionó, no había adquirido características de mayor importancia.



Pozo descubridor en Comodoro Rivadavia.

Durante la primera mitad del siglo xx, la perforación de pozos para obtener petróleo y gas avanzó técnicamente, pero todavía se mantenía en un estado, en gran medida, artesanal. La Segunda Guerra Mundial (1939-1945) demostró la importancia estratégica fundamental del petróleo y, por lo tanto, a su término, produjo una muy fuerte expansión de la actividad y justificó importantes inversiones en avances tecnológicos destinados a poder extraer los hidrocarburos de lugares hasta ese momento inaccesibles. Tal el caso de la perforación costa afuera y perforaciones a gran profundidad. En la década de 1960, con el descubrimiento de yacimientos en el Mar del Norte, donde a profundidades de agua importantes se suman condiciones ambientales muy rigurosas, se inició una etapa de alta tecnología para el trabajo submarino.

En los últimos veinte años, el desarrollo de herramientas e instrumentos de medición, basados en el espectacular desarrollo de la electrónica y la computación, ha permitido la realización de proyectos tales como perforaciones a gran profundidad, de trayectoria horizontal, con trayectorias de gran longitud (pozos extendidos) y multilaterales y en grandes profundidades de agua, los que seguramente no pudieron ser imaginados por aquellos pioneros como Drake, Lucas, Fuchs y Beghin.

Equipos de perforación

Para poder efectuar las perforaciones con objetivo en los hidrocarburos es necesario disponer de un complejo y pesado equipamiento que permita llevar a cabo estas tareas con eficiencia, máxima seguridad y especial cuidado en la preservación de las condiciones ambientales.

La selección de estos equipos está en función de las necesidades que surgen del programa de perforación y su ubicación, lo que lleva a analizar la potencia instalada, la capacidad de elevación, el tipo y la capacidad de las bombas, el rango de profundidad y el ámbito de la perforación, tierra (plana, selva) o agua (río, lago o mar).

Según el ámbito geográfico de operaciones, podemos clasificar los equipos en:

Equipos para perforación terrestre (*onshore*).

Equipos para perforación costa afuera (*offshore*).

Equipos para perforación terrestre (*onshore*)

Dentro de esta clase de equipos tenemos la siguiente división:

Convencionales: ya en desuso, dado que la torre se armaba sobre la locación, demandaban mucho tiempo y eran muy costosos.

Móviles: son equipos modernos, de fácil y rápida movilización. A su vez, estos se dividen en:

Ensamblables: las partes de estos equipos van montadas sobre patines, lo cual facilita su traslado sobre camiones y ensambladas fácilmente tal cual un “Mecano”, el mástil en sí, luego de montado, se levanta con el malacate del equipo. Dentro de esta división encontramos los “equipos helitransportados”, que dada la ausencia de caminos, se los debe mover con helicópteros; tienen la propiedad de haber sido contruidos en módulos, cuyo peso no excede la carga máxima admisible de los helicópteros. “Equipos medianos”, de fácil y rápido montaje y desmontaje, y “pesados”, con mástiles de gran resistencia, para pozos de 2.000 metros a más de 4.000 metros cuya movilización demanda de 2 o 3 días a semanas, dependiendo del porte de estos. También encontramos “equipos ultrapesados”, que cubren profundidades hasta los 7.000 metros.

Autoportantes: son equipos para profundidades medias, 2.000 metros, y se caracterizan por ir montados sobre camiones o semiremolques, de mástiles telescópicos y pocos elementos auxiliares con la menor cantidad de cargas posible. Su desmontaje, traslado a corta distancia y montaje demandan no más de 20 a 24 horas.

Automáticos: son equipos de última generación, hidráulicos, modulares, de alto grado de automatización con reducción de riesgo de accidentes y menor impacto ambiental. Poseen manipulador automático de cañería, el control y comando centralizado de la operación se realiza desde una cabina cerrada con comandos tipo “joystick”, por lo tanto, no hay exposición del personal. Menor número de cargas y sin uso de grúa, facilidad y rapidez en los desmontajes, transporte y montaje (DTM). Cubren una alta gama de profundidades de hasta 6.000 metros.

Equipos para perforación costa afuera (*offshore*)

Estos equipos se caracterizan por su portabilidad y su máxima profundidad, donde encontramos dos modalidades:

Plataformas apoyadas en el fondo del mar: son aquellas que descansan parcial o totalmente en el fondo del mar, son para aguas de menor profundidad (rasas). Se dividen en:

- **Plataformas fijas:** equipos que se colocan sobre estructuras fijas, inmóviles, es decir, una vez levantados, no se mueven del sitio de la perforación. Son asentados en láminas de agua de no más de 400 a 450 metros.
- **Plataformas autoelevadas (*Jack-up*):** se transportan remolcadas hasta el sitio de perforación, con sus patas de apoyo levantadas. Una vez ubicadas, se bajan los pilotes del *Jack-up* hasta el fondo y se levanta la plataforma flotante, por medio de gatos hidráulicos, hasta una altura tal que no sea afectada la operación por efectos del oleaje. Operan en láminas de agua de no más de 150 metros.

Ambos tipos de plataformas no sufren movimiento respecto al fondo del mar, y la perforación se asemeja más a la de tierra firme. Las columnas de revestimiento se extienden hasta la superficie donde está instalada la válvula de seguridad o BOP (*Blow Out Preventer*).

Plataformas flotantes: están en constante movimiento con respecto al fondo del mar, y las BOP están fijas en el fondo del mar, conectando la super-



Plataforma offshore.

ficie con un conductor llamado *riser* y en este caso, los conductores llegan hasta la BOP. Son plataformas para perforar en grandes profundidades de lámina de agua y se dividen en:

- **Semisumergibles:** son plataformas que pueden ser ancladas al lecho marino para mantenerse en su sitio; la mayoría ancla con láminas de agua del orden de 300 m, las de última generación anclan con láminas de agua de hasta 1.000 m. Para aguas superiores a 1.000 m, encontramos las plataformas con posicionamiento dinámico, varias hélices, propulsadas por potentes motores (*thrusters*) estratégicamente ubicados y respondiendo a un GPS, las mantienen en posición. La forma de los equipos semisumergibles amortigua el movimiento del oleaje de manera considerable, independientemente de la dirección de las olas y son transportables. Existen otros tipos de plataforma como las tipo boyas cilíndricas (*SPAR Buoys*) o las amarradas por tensores (TLP, *Tension Legs Platforms*) que serán tratadas en profundidad en el apartado de *offshore*.
- **Barcos sonda:** son especialmente equipados para perforar, son afectados en mayor medida por el oleaje del mar, pueden ir anclados o con posicionamiento dinámico. Son autopropulsados.
- **Barcazas o gabarras:** son barcos de casco plano, equipados para perforar en aguas poco profundas (ríos, lagos o en mar cerca de la costa). Estas barcazas no tienen propulsión propia, sino que tienen que ser remolcadas hasta las locaciones. Para mantenerlas en posición, se conectan a través de cables de acero que son tensionados por malacates especiales a boyas flotantes ancladas al fondo (6 a 8 boyas de anclaje). Normalmente la plataforma de trabajo se encuentra en voladizo, por lo que la boca del pozo está por encima de la superficie del agua.

Los equipos perforadores requieren de una fuente de energía para su accionamiento. Según sus características podemos clasificarlos en:

Equipos de accionamiento mecánico.

Equipos de accionamiento eléctrico.

Equipos de accionamiento eléctrico-hidráulicos.

Los equipos de accionamiento mecánico son aquellos accionados directamente por motores diésel. Se requiere de una transmisión mecánica que permita distribuir la energía a los diferentes puntos de utilización. Las bombas, en este caso, por su alto consumo de potencia, suelen ser accionadas directamente por motores diésel. Este tipo de accionamiento se utiliza preferentemente en equipos pequeños, medianos y de *workover*, debido a que se facilita el traslado entre locaciones.



Plataforma *offshore*.

Los equipos de accionamiento eléctrico pueden ser con alimentación de línea o tener una planta generadora y motores eléctricos para accionar todos los sistemas principales y auxiliares. Los de alimentación directa son de escasa utilización, ya que su uso está restringido a áreas donde existan líneas de distribución eléctrica, y un equipo perforador debe poseer la flexibilidad de movilizarse a diferentes áreas y regiones. Los equipos de accionamiento eléctrico más utilizados son los llamados *diésel-eléctricos*, que tienen una planta generadora central accionada por motores diésel. Este tipo de accionamiento

to se utiliza preferentemente en equipos medianos y grandes. Los equipos eléctricos, a su vez, pueden ser de corriente continua, con sistema de SCR para rectificación de la corriente y control de la potencia o de corriente alterna, con sistemas variadores de frecuencia para control de la potencia requerida.

Todos los equipos *offshore* son de accionamiento diésel-eléctrico, ya que los equipamientos para perforar son de gran capacidad y, además, en este caso, al accionamiento para perforar se suman los requerimientos de la plataforma donde está instalado como artefacto marino.

Los equipos eléctrico-hidráulicos son equipos que utilizan generadores y motores eléctricos para accionar sistemas hidráulicos, los cuales operan los distintos componentes. Este tipo de accionamiento se difundió principalmente con la necesidad de automatizar las operaciones de los equipos convencionales, centradas fundamentalmente en la reducción de la exposición del personal al riesgo durante las actividades de manipuleo de tuberías.

Con este sistema aparecieron equipos con diseños no convencionales, por ejemplo sin mástil, el cual fue sustituido por sistemas totalmente hidráulicos accionados por pistones.

Estos nuevos sistemas han permitido también aumentar la eficiencia de los trabajos en el piso del equipo de perforación y de la operación de perforación como tal.

Algunos de los componentes en este tipo de equipos son los sistemas automáticos de estiba, llaves de enrosque y ajuste automáticas, perforadores automáticos, *top drive*, etcétera.

El equipo humano

La cuadrilla de perforación, que es la encargada de manejar el equipo perforador, se compone normalmente de entre 6 a 8 personas en cada turno de trabajo. La cantidad de integrantes de la cuadrilla depende del tamaño del equipo y de la importancia del pozo a perforar; también varía según se opere en tierra o en el mar. La incorporación de equipamiento automatizado determina que la cantidad necesaria de personas para atender un equipo tienda a disminuir.

En general, las funciones que cumplen sus integrantes son las siguientes:

- **Supervisor o jefe de equipo:** es el máximo responsable de la cuadrilla y, generalmente, vive en el equipo, y está disponible las 24 horas del día. Se requiere una vasta experiencia en equipos, herramientas y en los trabajos de perforación.
- **Encargado de turno:** trabaja en un turno y, durante este, está a cargo de la cuadrilla. Cumple todas las tareas de rutina concernientes a la perforación. También se requiere que tenga una buena experiencia de trabajo y conocimiento profundo de las herramientas y equipos.
- **Perforador o maquinista:** es la persona que está en los comandos del cuadro de maniobras, a cargo de mantener la perforación dentro de los parámetros establecidos en el programa y de las maniobras de agregado de barras y viajes del trépano.

- **Enganchador:** está a cargo de maniobrar los “tiros” de barras de sondeo y portamechas durante las operaciones de sacar o bajar el trépano, para lo cual debe ubicarse en el piso de enganche una plataforma ubicada aproximadamente a 30 m sobre el piso de perforación. En el tiempo en que no se efectúan maniobras, tiene como función el cuidado del lodo y asistir en tareas generales.
- **Asistentes del perforador:** usualmente son dos operarios (en equipos grandes pueden ser tres) que trabajan en el piso de perforación, en el enrosque y desenrosque de la columna perforadora, ya sea para agregar barras a medida que avanza la perforación o en las maniobras de sacar y bajar la columna en los cambios de trépano. En los tiempos en que no se efectúan estas operaciones, hacen tareas generales de limpieza y acondicionamiento del equipo y de las herramientas, incluyendo tareas de pintura del equipo.
- **Motorista:** es el responsable del cuidado, lubricación y mantenimiento de los motores del equipo; también se hace cargo de las reparaciones pequeñas. No en todos los casos este puesto es cubierto, dependiendo del equipo y políticas de cada compañía.
- **Mecánico:** no hay un mecánico por turno en los equipos de tierra medianos o pequeños. Normalmente, la compañía perforadora dispone de un servicio mecánico que acude al equipo en caso de que el supervisor lo solicite por fallas mecánicas que superen las posibilidades del personal que está en la locación. En los equipos grandes y de *offshore* hay un mecánico permanente en el equipo.
- **Electricista:** al igual que en el caso del mecánico, tampoco hay un electricista permanente en los equipos en tierra, excepto en los equipos grandes y de accionamiento eléctrico. También esta función está cubierta permanentemente en los equipos *offshore*.
- **Operador de grúa y asistentes de cubierta:** estas funciones se cumplen exclusivamente en los equipos *offshore*. El operador de grúa es necesario, ya que las plataformas disponen de grúas para izar las cargas desde los buques de apoyo. Los asistentes de cubierta son operarios que trabajan en el manipuleo de materiales y en su limpieza y ordenamiento. También hacen trabajos de pintura de las instalaciones que, por hallarse en el mar, necesitan de un frecuente cuidado para evitar la corrosión.

En un equipo terrestre la dotación permanente puede variar, según la importancia del equipo y trabajo a realizar, entre 25 y 30 operarios, repartidos en dos o tres turnos. En un equipo *offshore* viven en la plataforma entre 80 y 90 operarios, usualmente en dos turnos. La diferencia estriba en que en el caso *offshore* además de perforar, se deben atender las necesidades de la unidad marina de soporte, ya sea *Jack-up*, semisumergible o buque perforador.

Un equipo de perforación está integrado por los siguientes sistemas que detallaremos a continuación:

- Sistema de elevación.
- Sistema de circulación.
- Sistema de rotación.
- Sistema de seguridad.
- Equipamientos auxiliares.

Sistema de elevación

Los componentes principales de este sistema son:

- La torre o mástil y la subestructura.
- El cuadro de maniobras.
- La corona-aparejo.

La torre o mástil y la subestructura

Todo el sistema de elevación necesita de una estructura (o subestructura) de soporte para resistir la carga del equipamiento y todo lo que se bajará dentro del pozo. Por otra parte, se requiere una estructura que permita elevar todos los tubulares que se movilizan hacia y desde el pozo, la cual se denomina genéricamente *torre*. Ambos constan de un entramado de perfiles diseñado para soportar las máximas cargas que deberán operarse en el equipo con coeficientes de seguridad suficientes. Las torres pueden ser de dos tipos: las fijas o torres propiamente dichas y los mástiles. La diferencia es que las torres son estructuras fijas, que deben montarse totalmente en cada caso; en cambio, los mástiles permiten ser rebatidos de la posición vertical a la horizontal y viceversa, en forma similar a la pluma de una grúa, lo que facilita su transporte. En algunos modelos de mástiles también es posible deslizar una parte de la estructura dentro de la otra, en forma telescópica o desarmarla en partes, de modo de reducir su longitud y hacer más fácil el transporte.

En los equipos para operar en tierra (*onshore*) se usan casi exclusivamente mástiles. En cambio, en las plataformas que operan en el mar (*offshore*) se utilizan torres fijas.

El cuadro de maniobras

El cuadro de maniobras, guinche o malacate, es una pieza del equipo perforador que tiene como función principal transmitir la potencia de los motores a la sarta de perforación a través del cable de perforación, durante las operaciones de sacar y bajar la sarta y los revestidores del pozo.

Consiste básicamente en un tambor que gira sobre un eje horizontal. Sobre ese tambor se enrolla un cable de acero, el cable de perforación. El eje del tambor está conectado a una caja de velocidades, la cual a su vez recibe el impulso de los motores de accionamiento; esto permite que el tambor desarrolle diferentes velocidades. El cable está, a su vez, accionando un sistema de aparejo, de modo que un gancho conectado al sistema de poleas viajeras puede bajar y levantar las cargas hacia y desde el pozo.

El cuadro de maniobras dispone de dos tipos de frenos: uno mecánico, del tipo a cinta o de disco, que permite un frenado prácticamente inmediato del tambor; el otro es un freno que puede ser hidráulico (hidromático) o electromagnético y actúa como un freno inercial que controla la carga en el descenso, que se produce por gravedad. En ambos tipos lo que se obtiene es un control de la velocidad del aparejo, lo que es especialmente importante cuando se están operando grandes cargas, ya que se impide que estas tomen una velocidad incontrolable en el descenso.

También es usual disponer de un tambor secundario, sobre el que se enrolla un cable de menor diámetro que el de perforación, llamado *tambor de pistoneo* y que se usa para efectuar maniobras de extracción de fluidos del pozo (pistonear). Este equipamiento es imprescindible en equipos de terminación y *workover*.



Cuadro de maniobras.

La corona-aparejo

La principal función de este conjunto es obtener una multiplicación de la fuerza impulsora para aumentar la capacidad de elevar cargas. El conjunto de aparejo consta, a su vez, de un conjunto de poleas fijas, sujeto en la parte superior de la torre, denominado *corona* y de un conjunto de poleas móviles que se vinculan a un gancho destinado a sostener las cargas, denominado *aparejo*. El cable de perforación, cuya función es resistir el peso de la sarta de perforación durante las operaciones de levantamiento y descenso, así como el de las tuberías de revestimiento, que tiene un punto fijo en el tambor, se enhebra a través de la corona y de las poleas móviles y termina en otro punto fijo, generalmente en un sitio opuesto al cuadro de maniobras llamado *punto de anclaje* o *punto muerto* del cable de perforación. A partir de ahí, el cable se continúa en la bobina que viene originalmente de la fábrica.

A fin de disminuir el riesgo de roturas del cable en las zonas de las poleas, se efectúan a intervalos determinados por el trabajo acumulado, lo que se denominan *corridas* y *cortes del cable*, que modifican su posición con respecto a las roldanas del aparejo. Por medio de esto se reemplaza el cable que trabajó en esas zonas, sometido a esfuerzos de tracción, flexión y desgaste por roce, por otro tramo que solo ha estado sometido a tracción durante el mismo período o en reserva, sin sufrir esfuerzos y, por lo tanto, con una disminución menor de su resistencia. El trabajo se mide usualmente en toneladas por kilómetro o toneladas por milla, según el sistema de medida a usar.

Sistema de circulación

En el sistema rotativo de perforación es necesario utilizar un fluido que llene el pozo y circule desde y hacia la superficie, cumpliendo las siguientes funciones básicas:

- Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes de terreno que corta el trépano hasta la superficie.
- Refrigerar el trépano y toda la columna de perforación.
- Proveer una columna hidrostática capaz de ejercer una presión sobre las formaciones del subsuelo, que impida la entrada al pozo de los fluidos de formación.
- Mantener las paredes del pozo estables hasta que se coloque una cañería, lo que impide el desmoronamiento de los terrenos perforados.



Aparejo.

El ámbito total del sistema de circulación, es decir, todos los espacios por los que circula el fluido de perforación, comprende:

- **Circuito de superficie:** consta de un conjunto de cañerías y derivadores de flujo (*manifolds*), de alta presión, para conducir el fluido desde los tanques de almacenaje y a través de las bombas hasta el interior de la columna perforadora y un sistema de depuración y tratamiento del fluido que retorna del pozo, que consiste en tanques y elementos de separación de detritos y sólidos indeseables.
- **Bombas de lodo:** son las encargadas de hacer cumplir el ciclo de circulación del lodo. Normalmente, en los equipos de perforación se instalan al menos dos bombas de lodo y, dependiendo de la magnitud del pozo a perforar y de la necesidad de fluido (lodo) a bombear y presiones a alcanzar, se puede llegar a tener hasta 3 o 4 bombas. Son bombas comunmente triplex, es decir, de tres cilindros, de simple efecto y que tienen capacidad de desarrollar altos caudales y elevadas presiones. Cuando es necesario usar muy altos caudales de circulación, se operan las bombas en paralelo. Cuando se requieren caudales menores, se utiliza una, y la otra queda como reserva.
- **La columna de perforación y el espacio anular entre pozo y columna perforadora:** el fluido de perforación es impulsado por las bombas hacia el interior de la columna perforadora hasta el trépano, sale por los orificios de este y retorna por el espacio anular entre pozo y columna perforadora, y lleva en suspensión los recortes de terreno cortados por el trépano. Al retornar a la superficie, el lodo recorre el sistema de tanques y equipamiento de depuración, para ser retomado ya limpio y en las condiciones originales por las bombas de lodo.
- **Equipos separadores de sólidos:** son equipos cuya función es limpiar y acondicionar el fluido de perforación, eliminar los sólidos indeseables que se han incorporado durante la perforación antes de ser inyectado nuevamente al pozo. Están compuestos por zaranda, trampa de arena, desarenadores, *desilters* y centrífugas.

Sistema de rotación

Su función principal es hacer rotar la sarta de perforación y permitir que el trépano perfora un hoyo desde la superficie hasta la profundidad programada.

La rotación necesaria para que el trépano pueda avanzar rompiendo las formaciones del subsuelo se consigue transmitiendo el movimiento desde la superficie o con un motor hidráulico ubicado inmediatamente encima del trépano y en algunos casos sumando ambas acciones.

Este sistema está compuesto por:

Mesa rotativa y el buje maestro: el movimiento en superficie se genera mediante la mesa rotativa, que tiene un plato giratorio ubicado al nivel del piso de perforación y está impulsada desde una transmisión general o por un motor independiente.

La mesa rotativa es la encargada de transmitir el movimiento de rotación al vástago de perforación y, por lo tanto, al resto de la columna perforadora. Posee un cuadrante donde se coloca, en dos mitades, el buje maestro que permite el acople de la mesa rotativa con el buje de impulso.

Vástago: tiene una sección no circular, generalmente cuadrada o hexagonal, de modo que el buje de impulso, que gira accionado por la mesa, hace contacto con las caras del vástago mediante un conjunto de rodillos de libre giro, lo que hace que el vástago pueda rotar y al mismo tiempo deslizarse verticalmente.

Debido a los esfuerzos a que está sometido, se construye en forma integral, forjado y maquinado, en acero de aleación. Se conecta en su parte superior a la cabeza de inyección y en su parte inferior, al resto de la columna perforadora. Por razones de seguridad se intercala una válvula de cierre rápido entre el vástago y la cabeza de inyección y otra similar en su parte inferior.

Ensamble rotatorio “Top Drive”: la rotación puede también efectuarse mediante un equipo instalado justamente debajo de la unión giratoria del aparejo y se usa para reemplazar al cuadrante, al buje maestro, a la mesa rotatoria y al vástago. La rotación de la sarta de perforación y del trépano se logra a través de motores eléctricos y componentes hidráulicos incorporados al “Top Drive”.

En tanto, la columna de perforación está constituida por el conjunto de todos los elementos usados en la perforación rotativa que conectan el equipo perforador con el trépano y que permiten transmitir la rotación y conducir el fluido de perforación desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Columna de perforación: incluye diferentes piezas tubulares como las barras de sondeo, los portamechas, las barras extrapesadas y otros elementos como los estabilizadores y elementos de conexión. Todos ellos se unen mediante uniones roscadas.

Motores de fondo

Los motores hidráulicos de fondo, llamados de *desplazamiento positivo*, son sencillos y muy efectivos; permiten generar potencia directamente sobre el trépano, sin la necesidad de rotar la sarta de perforación. Son accionados por el lodo de perforación y aunque pueden usarse en cualquier tipo de perforación, son imprescindibles para la perforación de pozos dirigidos u horizontales.

Otro tipo de motor de fondo es la turbina hidráulica. Operan según los principios generales de estas máquinas, pero debido al reducido diámetro donde debe inscribirse el juego rotor estator, es necesario armar un gran número de etapas, en el orden de 100 o más, lo que agrega un factor adicional de costo a su mantenimiento. Por otra parte, necesitan desarrollar una alta velocidad, 1.000 rpm o más para la entrega necesaria de potencia, lo que las hace poco adecuadas en el uso de algunos tipos de trépanos. Por estas razones y debido al gran desarrollo del otro tipo de motor, su utilización ha ido decreciendo en la actualidad y solo se usan para algunas operaciones especiales. Por último, tenemos el trépano, de distintas características, según se detalla más adelante.



Motor de fondo.

Sistema de seguridad

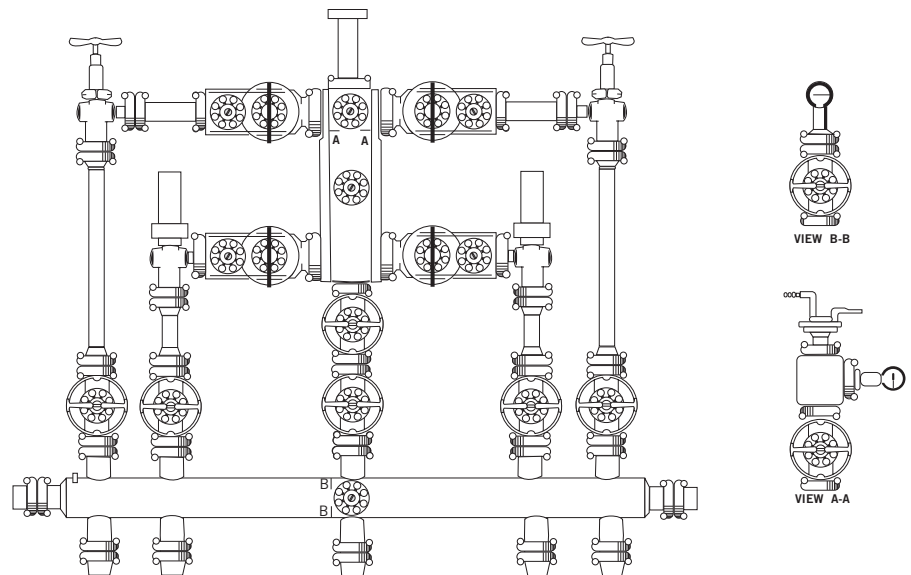
En un pozo en perforación se atravesarán con seguridad capas porosas que contendrán fluidos presurizados. Estos fluidos pueden ser agua, petróleo, gas o mezclas de ellos. En caso de que la presión de formación de esos fluidos supere la presión ejercida por la columna de fluido de perforación, se produ-

cirá un ingreso del fluido de formación al interior del pozo, y el desbalance de presiones puede ocasionar lo que se denomina una surgencia (*blow out*) o al menos un principio de surgencia (*kick*). En casos extremos, esta situación puede llegar a salirse de control y producir una alternativa de riesgo e incluso, si el fluido ingresado es petróleo o gas, ocasionar un incendio y daños ecológicos considerables. Para hacer frente a esta alternativa es necesario disponer en el equipo de un sistema de seguridad.

El elemento principal de este sistema lo constituyen las válvulas de seguridad o *BOP* (*Blow Out Preventer*). Consisten en un conjunto de válvulas que se colocan sobre la boca del pozo y que permiten cerrarlo, ya sea que la columna de perforación se encuentre dentro o fuera del pozo.

Un equipamiento de seguridad típico de un equipo de perforación esta compuesto por:

- Preventor anular.
- Preventor de arietes o esclusas.
- BOP rotativa (para ciertas operaciones).
- Acumulador de presión para accionamiento.
- *Choke manifold* para control de pozo.



Choke manifold.

Equipamientos auxiliares

Además de los sistemas principales descritos anteriormente, en los equipos de perforación hay otros equipamientos que son necesarios para poder llevar a cabo los trabajos de la perforación. Los describiremos brevemente a continuación:

- **Generadores de electricidad:** en los equipos de accionamiento eléctrico, existe una planta central generadora de energía eléctrica que provee el accionamiento de los sistemas principales y auxiliares. En los equipos de accionamiento mecánico, es necesario también disponer

de una planta generadora de electricidad, de mucha menor capacidad que en el caso anterior, a fin de suministrar la energía necesaria para iluminación y accionamiento de equipos auxiliares como zarandas, compresores, desgasificador, bombas centrífugas, aire acondicionado o calefacción, etcétera.

- **Compresores:** muchos de los comandos del equipo son de accionamiento neumático y también lo son algunas herramientas, como cuñas neumáticas y llaves de ajuste de tuberías; por lo tanto, es necesario tener equipos compresores. En los equipos de accionamiento mecánico también se utiliza el aire comprimido para el arranque de los motores diésel.
- **Instrumental de medición:** la perforación propiamente dicha, es decir, la acción del trépano en el fondo del pozo, ocurre a cientos o miles de metros de la superficie, es decir, fuera del alcance de nuestra vista. Por lo tanto, es indispensable disponer de datos de medición que nos permitan evaluar permanentemente la marcha de la operación. El instrumental de medición cumple esta función y nos permite conocer importantes parámetros, como ser: la carga suspendida del gancho, la carga que se está aplicando sobre el trépano, el par torsor a que está sometido, los caudales y presiones de circulación, la velocidad de rotación, la velocidad de avance del trépano, etcétera.

La cantidad de parámetros a medir depende de los riesgos involucrados en la perforación y del grado de conocimiento que se tenga del área a perforar. Los parámetros mencionados anteriormente son los que usualmente tiene todo equipo perforador; en el caso de los pozos de exploración se cuenta con una unidad especial llamada *de control geológico* que toma y grafica los valores usuales y también efectúa el análisis de los terrenos atravesados y registra la posible presencia de hidrocarburos.

Hoy con el avance de la tecnología contamos con herramientas especiales que transmiten información desde el fondo del pozo como el *MWD* (*Measurement while drilling*) que permite medir en tiempo real, la inclinación y dirección de la trayectoria de un pozo mientras se perfora, o el *LWD* (*Logging while drilling*) que permite registrar los perfiles petrofísicos mientras se perfora.

- **Depósitos de materiales:** en una perforación se consumen cantidades importantes de diversos materiales sólidos y líquidos, por lo tanto, es necesario disponer de lugares para su almacenamiento.

Los materiales sólidos son básicamente productos para el lodo y tuberías. Los materiales para el lodo son pulverulentos, que pueden estar envasados en bolsas o a granel en silos. En el caso de los materiales embolsados, se los protege con cubiertas de polietileno o se los guarda en tinglados. Las tuberías se disponen sobre caballetes en la locación a cielo abierto.

Los materiales líquidos son básicamente agua y combustible que se almacenan en tanques adecuados. También hay algunos productos líquidos para el lodo, que se almacenan en tambores y bidones.

Se dispone también de un tráiler donde se almacenan los repuestos mínimos necesarios para el equipo perforador y las herramientas de mano.

Instalaciones adicionales o equipamientos auxiliares

En las perforaciones en tierra que se hacen en lugares lejos de los yacimientos o de poblaciones que puedan proveer alojamiento al personal de perforación, es necesario instalar campamentos que incluyen dormitorios, comedores y servicios sanitarios. Aun en el caso de las operaciones que no necesitan de campamento, es común tener alojamiento para el personal de inspección, geología y el técnico de lodo, que permanecen en la locación durante los días que comprende su esquema de trabajo.

En la perforación *offshore* las plataformas tienen todo el servicio de hotelaría necesario, ya que el personal vive en la plataforma durante su período de trabajo, al igual que las perforaciones en selva en las que solo se llega vía fluvial o por helicópteros.

En cuanto a las instalaciones adicionales y los equipamientos auxiliares podemos mencionar:

Bases de apoyo logístico: toda operación de perforación requiere de una base de apoyo que centraliza los servicios de mantenimiento, herramientas, repuestos y transportes para los varios equipos perforadores, de terminación y *workover* activos en el área.

Para las plataformas *offshore* es imprescindible contar con una base de apoyo en la costa, con disponibilidad de puerto, desde la cual puedan operar los buques que transporten materiales y equipos desde y hacia la plataforma. También para la operación de los helicópteros que trasladan el personal.

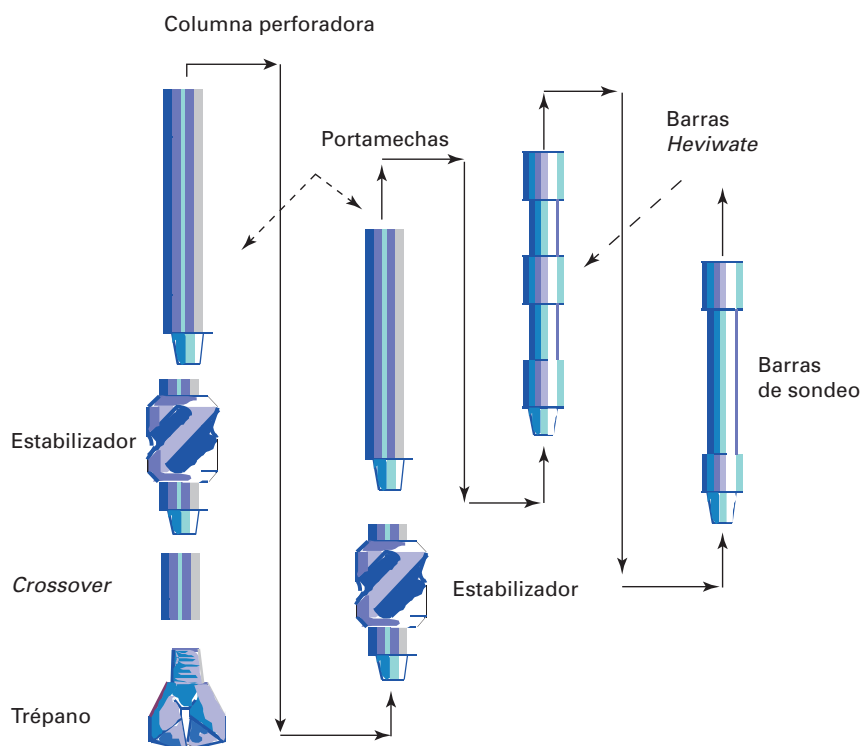
Comunicaciones: es un rubro sumamente importante, ya que un buen sistema de comunicación con su base de operaciones permitirá solicitar materiales o consultar instrucciones rápidamente. Además, actualmente un sistema de transmisión de datos permite tener en la base todos los datos de la perforación en tiempo real o transmitir los reportes diarios completos, con lo que se evitan las transcripciones falibles de error.

Columna perforadora

La columna perforadora, de la que ya hemos hablado, está constituida por el conjunto de todos los elementos usados en la perforación rotativa que conectan el equipo perforador con el trépano y que permiten transmitir la rotación y conducir el fluido de perforación desde la superficie hasta el fondo del pozo.

La columna perforadora incluye diferentes piezas tubulares como las barras de sondeo, los portamechas, las barras extrapesadas y otros elementos, entre los que se encuentran los estabilizadores y elementos de conexión. Todos ellos se unen mediante uniones roscadas.

- **Las barras de sondeo:** son piezas tubulares de acero, que tienen en sus extremos secciones soldadas de mayor diámetro que se llaman *uniones*. Las barras de sondeo son los componentes de la columna perforadora que cubren su mayor longitud. El diámetro nominal de las barras, indicativo de su tamaño, es el del diámetro exterior del cuerpo, el que a su vez tiene en sus extremos una sección de pequeña longitud llamada *recalque*, el cual



Columna de perforación con sus principales elementos constitutivos (no se muestra el vástago de perforación).

puede ser exterior (que le da mayor diámetro exterior al cuerpo) o interior (que reduce el diámetro interior del cuerpo en esa misma longitud); también puede ser con ambos recalques externo e interno. En estos extremos se sueldan las uniones.

Las barras de sondeo para un mismo diámetro nominal pueden obtenerse con diferentes calidades de acero (grados) y en diferentes espesores de la pared del cuerpo. Es muy común aludir a esta última característica haciendo referencia al peso unitario del cuerpo en libras por pie. También el tipo de unión puede variarse; existen tipos de uniones normalizadas y recomendadas por el API (*American Petroleum Institute*). El grado se distingue con una letra, una letra y un número o solamente con un número, por ejemplo: grado E, X95, 105, etc. El número significa, en miles de libras por pulgada cuadrada, la tensión de fluencia del material.

Entonces, una barra de sondeo puede identificarse por las siguientes cinco características: diámetro, rango (longitud), grado (calidad del acero), peso unitario (que fija el espesor de pared del tubo) y tipo de conexión. Ejemplo: barras de sondeo de 5 pulg, grado X95, 19,5 lb/pie, conexión NC50. El API en su norma 7 presenta las medidas y calidades estandarizadas y también las características de resistencia de estos elementos.

- **Los portamechas:** son los encargados de proveer la carga necesaria sobre el trépano para perforar. Además, transmiten el movimiento de rotación al trépano y conducen el fluido de perforación. Son elementos muy robustos de acero de aleación, integrales, es decir, fabricados a partir de una única

pieza de acero y con conexiones en sus extremos maquinadas sobre el tubo integral. Dado que son los encargados de dar el peso requerido por el trépano para avanzar, se construyen del mayor diámetro exterior y el menor diámetro interior que sea posible. De este modo, se consigue tener el máximo peso con una menor longitud y elementos de suficiente rigidez para soportar la compresión. Por ejemplo, un portamechas con diámetro exterior de 7 pulgadas (18 cm) e interior de 2,5 pulgadas (6 cm), pesa una tonelada y media. Los portamechas se identifican mediante su rango (largo), diámetro exterior, diámetro interior y tipo de conexión. A diferencia de las barras de sondeo, no existe distinción de grado (calidad), ya que todos los portamechas son contruidos del mismo acero, excepto los llamados *antimagnéticos* que tienen la propiedad de no interferir en las mediciones de las brújulas que indican la orientación (*acimut*) de la perforación en los pozos direccionales y en cantidad de no más de uno o dos.

Las barras extrapesadas están diseñadas para trabajar a compresión. Su uso es común en los pozos dirigidos y horizontales, ya que tienen mayor flexibilidad que los portamechas para adaptarse a las curvas de la trayectoria, de este modo pueden al mismo tiempo transmitir los esfuerzos compresivos.

- **Los estabilizadores:** cumplen la función de dar rigidez a la columna en su parte inferior, de modo que el trépano no pueda desviarse de su trayectoria y siga una dirección predeterminada por el perforador. Son piezas cortas, con aletas, que tienen en sus bordes un diámetro exterior igual o algo menor que el diámetro del pozo.
- **Reducciones y sustitutos:** para integrar los distintos componentes de la columna perforadora y conectar los diferentes tipos de roscas, se requieren a veces piezas que se adapten en cada extremo a los elementos que no pueden hacerlo directamente.

En general, todos los componentes de la columna tienen en un extremo rosca hembra (que se ubica hacia arriba) y en el otro rosca macho (que se ubica hacia abajo). En el caso del trépano, por ejemplo, este tiene por razones constructivas rosca macho para su conexión, de manera que para unirlo a los portamechas se requiere un sustituto doble hembra. Las reducciones y sustitutos son, en general, piezas de poca longitud.



Trépano tricono.

Trépanos

El trépano es el elemento básico responsable de la perforación, en realidad, todo el equipamiento de perforación está a su servicio. El trépano es una de las herramientas de menor costo en la perforación de un pozo, pero su incorrecta selección u operación puede causar grandes incrementos en los gastos programados. Desde los primeros tiempos de la perforación petrolera, los trépanos evolucionaron desde muy primitivas herramientas con muy limitada capacidad de cortar rocas de alta resistencia hasta los modernos trépanos de refinada tecnología. Pueden destacarse dos importantes hitos en el desarrollo de estas herramientas: en 1924 Howard Hughes patenta el trépano de conos que, con posteriores mejoras, fue la herramienta predominante durante alrededor de cincuenta años. En los ochenta se desarrolló un nuevo tipo

de trépano, gracias a la fabricación de diamantes artificiales, un desarrollo de General Electric. Usando cortadores, que son pastillas de diamante sintético, se consiguió ofrecer a los perforadores una herramienta muy eficaz.

Los diámetros de los trépanos están determinados por los diámetros de las tuberías a bajar en los pozos; esa luz entre ambos varía desde los trépanos con 26 mm para los tubos de menor diámetro y los trépanos con 105 mm para los tubos de mayor diámetro.

Los trépanos en uso actualmente pueden clasificarse en dos grandes grupos:

Trépanos de conos

Son hoy en su gran mayoría triconos y a su vez pueden ser:

- **Con dientes de acero maquinados:** los dientes están tallados en el mismo cono.
- **De insertos:** los dientes son piezas de carburo de tungsteno moldeadas a alta presión y temperatura que se encuentran colocados a presión en el cuerpo del cono.

Los trépanos tricono tienen, como su nombre lo indica, tres conos que giran libremente sobre sus ejes montados con cojinetes de rodillos, bolillas o fricción, de muy alta resistencia y lubricados adecuadamente.

Trépanos de arrastre o compactos

Estos tipos de trépanos pueden ser:

- **Con cortadores de diamantes artificiales (PDC):** los trépanos de diamantes artificiales o *PDC (Polycrystalline Diamond Compact)*, tienen cortadores que van montados sobre un soporte de carburo de tungsteno, el cual se implanta directamente sobre una matriz compacta de acero o carburo de tungsteno. Puesto que el diamante sintético puede moldearse en el tamaño y forma que se requiera, pueden fabricarse en diferentes formatos adaptables a las distintas formaciones que se necesite perforar.
- **Impregnados con diamantes naturales:** no son de uso muy común, pero cubren en general las posibilidades de perforación en algunas zonas especialmente duras y abrasivas. Al igual que los *PDC*, tienen la ventaja de no tener piezas móviles, pero su costo es elevado. En estos trépanos, los diamantes (de tipo industrial) están implantados directamente sobre la matriz del trépano. Este tipo de cortador es de uso general en las coronas saca testigos.

Los trépanos compactos no incluyen elementos móviles y esta es una ventaja sobre los triconos, ya que no existe peligro de que se pueda quedar perdida en el pozo alguna de las piezas móviles.

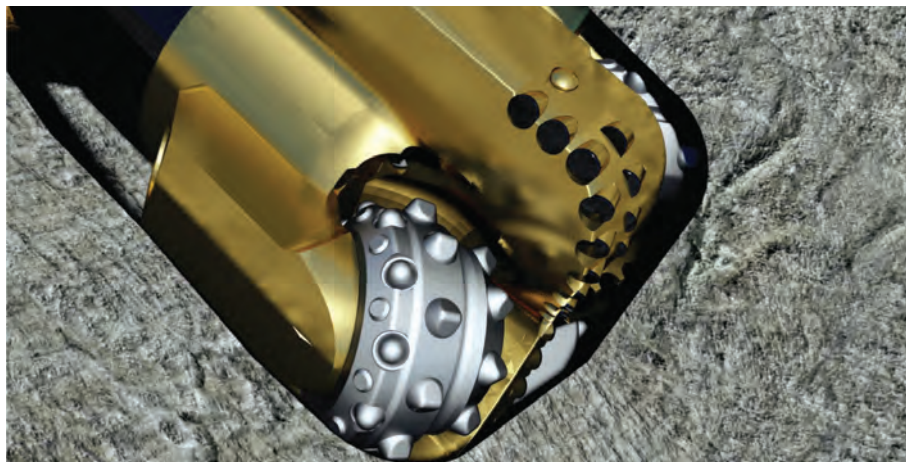
En las figuras pueden verse distintos tipos de trépanos: tricono de arrastre con cortadores policristalinos (*PDC*), un trépano híbrido que combina la tecnología de *IPDC* y rodillo giratorio.

¿Cuál es el mejor trépano para perforar un pozo?

Debido a que los terrenos del subsuelo presentan muy diversos grados de resistencia a ser cortados, lamentablemente es imposible pensar en un único trépano para perforar todo tipo de pozo. Por lo tanto, es necesario disponer de una amplia variedad de estas herramientas, cada una diseñada para per-



Trépano PDC.



Trépano híbrido.

forar un determinado tipo de terreno según sea blando, mediano o duro. Es de suma importancia que el perforador sepa elegir el trépano más adecuado para cada formación que debe perforar. Ya que en un mismo pozo se encuentran diferentes terrenos y que el trépano, como toda herramienta, sufre desgaste, un mismo pozo puede requerir la utilización de varios trépanos.

Cuando se describe el sistema de perforación rotativo, que es el usado para la perforación petrolera, se hace referencia a que la acción realizada es aplicar carga y rotación al trépano haciendo al mismo tiempo circular un fluido cuyas funciones básicas son la limpieza de los recortes que produce el trépano y refrigerar el trépano y la columna perforadora.

La velocidad de perforación (penetración) es, desde el punto de vista del perforador, la medida de la efectividad de su trabajo, conjuntamente con la reducción a su mínimo valor de los tiempos improductivos.

El mayor o menor grado de penetración es el resultante de la óptima combinación entre el tipo de trépano seleccionado, el peso sobre el trépano, la velocidad de rotación y los parámetros hidráulicos de la perforación. Estos parámetros perfectamente controlables dentro de ciertos límites, no podrán, sin embargo, compensar el resultado de una errónea elección del trépano.

¿Cuánto tiempo puede perforar un trépano hasta desgastarse?

Ese tiempo es muy variable dependiendo de la dureza de la formación a perforar, del peso y velocidad de rotación que le demos y del tipo de trépano. En general, los trépanos tricono tienen una duración menor que los *PDC*, su vida útil puede ser de hasta alrededor de cien horas, en tanto, que un *PDC* puede llegar a perforar varios cientos de horas, pero se debe tener en cuenta que el costo de un trépano *PDC* es mayor que el de uno tricono.

Locaciones

Para perforar un pozo petrolero se requiere un equipamiento que, en general, es de grandes dimensiones y elementos de elevado peso. Este equipamiento requiere de un amplio espacio para su instalación que, en el caso

de la perforación *onshore*, se dispone extendiendo sus distintos componentes sobre la superficie que se ha destinado a los trabajos de la perforación. Este espacio recibe el nombre de *locación*.

En el caso de la perforación *offshore* todo el equipamiento para la perforación se encuentra instalado sobre una unidad portante llamada genéricamente *plataforma*, ya sea fija, *Jack-up*, semisumergible, como ya vimos, y en este caso el término “locación” aplica al sitio donde se efectuará la perforación, definido por las coordenadas del lugar donde se instala la plataforma; por lo tanto, en este capítulo nos referiremos exclusivamente a las locaciones aplicadas a la perforación *onshore*.

Dimensiones y suelos

El tamaño de la superficie de una locación depende del tamaño del equipo a instalar y de la ubicación, dado que en zonas inhóspitas es necesario montar junto al equipo un campamento para la permanencia del personal más helipuerto si no se cuenta con caminos. Un equipo pesado, de más de 1500 HP puede requerir una superficie de alrededor de una hectárea para su instalación, un equipo liviano o automático de última generación requiere media hectárea y los de terminación solo necesitarán 1.000 o 1.500 metros cuadrados. Los equipos que operan en zonas inhóspitas y requieren de campamento para el personal y helipuertos pueden llegar a ocupar 1,5 a 1,7 hectáreas. De esto se deduce que el costo está asociado no tanto al tamaño, sino a la geografía del lugar: locaciones en áreas muy accidentadas, montañosas, selváticas, inundables o muy alejadas de centros poblacionales o de abastecimiento pueden significar un alto costo para su acondicionamiento. En zonas llanas y si son áreas de explotación, donde toda la infraestructura de apoyo ya está implementada, pueden representar un porcentaje muy reducido del costo de la obra.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es la condición del suelo en el lugar de la locación, por lo que los principales cuidados se centran en la selección de la ubicación de las locaciones, y un análisis exhaustivo de las condiciones topográficas, de escurrimiento superficial e hidrológicas. En terrenos firmes con suficiente resistencia, es posible instalar el equipo directamente sobre él, en tanto que en terrenos de escasa resistencia se deben realizar trabajos de consolidación e, inclusive, construir bases de hormigón cuando se trata de cargas de gran peso. En áreas de muchas lluvias y muy húmedas e incluso pantanosas, como algunas zonas de la costa del golfo de México, zonas selváticas de Perú, Ecuador, Colombia y Brasil, a veces, se requiere cubrir toda la superficie de la locación con un entablonado de madera o paneles de material termoplástico resistente, desmontables y reutilizables en otras locaciones.

Cuando nos referimos a las locaciones tenemos que incluir también los caminos de acceso, los cuales pueden ser obras de menor importancia cuando se trata de zonas de explotación, ya que en este caso normalmente ya se dispone de los caminos troncales y solo habrá que construir tramos relativamente cortos desde ellos hasta la locación. Sin embargo, en el caso de áreas de exploración alejadas, los caminos de acceso pueden representar obras de gran envergadura, de muchos kilómetros de longitud y si la topografía es complicada, corte de cerros, construcción de caminos de cornisa, badenes para el cruce de vías de agua y eventualmente puentes. En zonas de cerros y

selváticas, la construcción de los caminos de acceso puede resultar tan costosa que a veces se opta por utilizar equipos especiales que pueden transportarse por helicóptero (*helirigs*).

El campo donde se deberá instalar el equipamiento tiene un propietario y, por lo tanto, la compañía contratante del equipo de perforación deberá obtener los permisos de ese dueño para transitar y operar dentro de su propiedad. El propietario recibirá un canon por este uso y al término de la obra debe devolverse en las condiciones originales o, en el caso de que el pozo sea productivo, la compañía contratante deberá acordar con el propietario de la tierra una compensación por la superficie que permanecerá afectada a las instalaciones de producción y por el uso de un camino de acceso a ellas.

Pasos a seguir

La construcción de una locación requiere de varios pasos; mencionaremos algunos de ellos:

1. **Determinación y señalamiento del lugar exacto donde se perforará el pozo:** el servicio de topografía ubica el lugar de la perforación ajustándose a las coordenadas dadas por el servicio geológico. Usualmente se señala con una estaca y un cartel indicativo. Si se diera el caso de que la topografía del punto determinado por las coordenadas dadas por el servicio geológico no permitiera el transporte y/o la construcción de la locación adecuada al equipo, el servicio geológico y la compañía de perforación acordarán una locación alternativa.
2. **Construcción del camino de acceso:** el camino de acceso se debe trazar de manera que permita el desplazamiento sin riesgo de vehículos y equipo pesado, por ejemplo con curvas que permitan el giro sin dificultades de tráileres y remolques y con buena visibilidad para evitar accidentes, tratando al mismo tiempo de afectar lo menos posible los terrenos por donde transcurrirá.
3. **Delimitación del área de la locación:** la locación se extiende alrededor del punto donde se perforará, por lo general, tiene forma rectangular y su orientación depende de los vientos predominantes, de modo que permitan levantar el mástil en su posición de mayor estabilidad. Asimismo, se deberá evitar que las descargas del escape de los motores incidan sobre el piso de trabajo y la boca de pozo y, lo que es más importante, en caso de haber un escape de gas, que el viento no lo traiga hacia el equipo. El área destinada a locación tiene que cercarse para evitar el ingreso de animales al predio.
4. **Eliminación de la vegetación, limpieza y nivelación del suelo:** una vez demarcada el área se procede a eliminar la vegetación para dejar el terreno completamente limpio. Luego se nivela el terreno para que las cargas puedan tener una posición vertical estable. Se diseña un esquema de drenajes perimetrales a la locación sobre todo en zonas de muchas e intensas lluvias, como son las zonas selváticas, teniendo en cuenta las zonas de escurrimiento del terreno.
5. **Consolidación del suelo:** con el fin de obtener una estructura estable y durable se debe evaluar la necesidad de proteger y reforzar los taludes a fin de evitar la erosión por escurrimientos sobre ellos.



Locación de un pozo. (Gentileza: Reuters).

En muchos casos es necesario colocar sobre la superficie de la locación materiales como ripio o tosca, dependiendo de su disponibilidad, para consolidar e impermeabilizar el suelo.

6. **Construcción de la bodega:** en el punto de la perforación se construye una bodega revestida con cemento para impermeabilizarla y proteger sus paredes. En este recinto es donde derramará el lodo de perforación que desborde durante las maniobras y de donde se lo extrae según la necesidad.
7. **Construcción de bases o colocación de tablonés de maderas o paneles para el equipo:** cuando el suelo de la locación no tiene suficiente resistencia para soportar el peso de las grandes cargas, subestructura y torre, cuadro de maniobras, bombas, etc., se requiere colocar bases que distribuyan la carga sobre una superficie mayor. Se pueden utilizar tablonés de madera dura o construir una plataforma de hormigón armado.
8. **Protección del suelo natural:** durante la perforación del pozo se producen inevitablemente algunos derrames de líquidos asociados con el equipamiento o los fluidos de perforación. En las áreas donde esto

puede ocurrir se recubre el suelo con un film plástico de suficiente resistencia de modo de impermeabilizar el suelo y que este no pueda absorber los líquidos que eventualmente caigan. En el perímetro del equipo se suele cavar un canal colector, también revestido, que descarga en un depósito del cual se extraen los residuos para su envío a un repositorio externo.

Preservación del ambiente

Es indudable que este tipo de obra, como cualquier otra similar que requiera modificar las condiciones originales del lugar, tendrá un cierto grado de afectación de su entorno. Por eso, un aspecto fundamental en la construcción, uso y disposición final de las locaciones es reducir al máximo la incidencia sobre el ambiente, para lo cual es necesario tomar una serie de medidas preventivas:

- Un estudio de impacto ambiental muestra cómo puede afectar la obra a la fauna silvestre, la flora y las poblaciones humanas cercanas.
- El suelo natural que remueven las motoniveladoras debe reservarse para ser repuesto.
- Los aportes de material de consolidación deben retirarse cuando se finalicen los trabajos de perforación y se debe reponer el suelo natural que se preservó.
- Se debe evitar que se produzcan derrames de fluidos, lodo, aceites o materiales pulverulentos que puedan penetrar en el suelo. La llamada *locación seca* es una adecuada respuesta a este riesgo.
- Los detritos del terreno perforados por el trépano son dispuestos en contenedores para su posterior evacuación a repositorios especialmente destinados a ese fin. En el caso de que se haya perforado usando solamente un lodo de arcilla bentonítica, de base agua dulce, sin ningún elemento contaminante, el material de corte puede ser soterrado por debajo de la capa de terreno natural original, si lo permiten las reglamentaciones vigentes para esa región.
- La locación tiene que permanecer limpia durante todo el tiempo de la obra. Se debe disponer de contenedores de basura para los papeles, plásticos utilizados y recipientes de todo tipo.

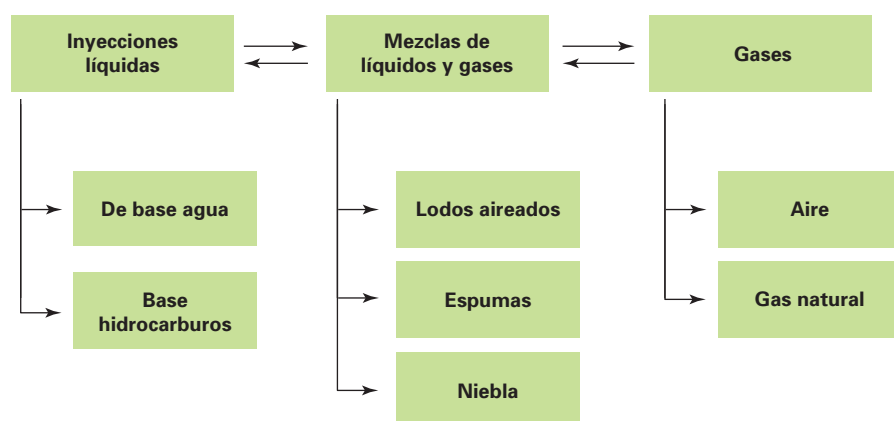
Fluidos de perforación

En idioma inglés se denominó “*drilling mud*” al líquido utilizado en la perforación. De ese término se derivan los utilizados en español “lodo” o “barro de perforación”. La denominación responde a que su aspecto es de esa típica mezcla de tierra y agua que llamamos *barro*. En nuestro país, sin embargo, se ha utilizado preferentemente el término “inyección”, seguramente por tratarse de algo que se inyecta en el pozo por bombeo.

Como mencionamos, en el sistema de perforación rotativa es imprescindible utilizar un fluido que circule en el pozo y que en general cumpla, cualquiera sea ese fluido, ciertas funciones básicas, entre ellas, las siguientes dos:

- Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes de terreno que corta el trépano hasta la superficie.
- Refrigerar y lubricar el trépano y toda la columna de perforación.

Los fluidos de perforación no solo pueden ser líquidos, sino también gaseosos o mezclas en diversas proporciones de líquidos y gases. Una clasificación general en este sentido puede verse en el esquema siguiente:



Fluidos de perforación: clasificación general.

De esta forma vemos que el fluido a usar puede ser totalmente líquido, totalmente gaseoso o mezclas variadas de ambos. En el caso del lodo aireado, la mayor parte será líquido y en la niebla, la mayor parte aire.

Los fluidos más comúnmente usados son los lodos líquidos, que pueden tener como base agua o hidrocarburos. En este caso, a las funciones básicas de limpiar el fondo, lubricar y refrigerar la columna perforadora y el trépano, deben agregarse las siguientes:

- Proveer una columna hidrostática capaz de ejercer sobre las formaciones del subsuelo una presión suficiente que impida la entrada al pozo de los fluidos de formación.
- Mantener las paredes del pozo estables hasta que se coloque una cañería, para impedir el desmoronamiento de los terrenos perforados.

Además de estas condiciones, el lodo debe tener propiedades que impidan el daño a las formaciones productivas, que no dificulten su posterior evaluación y que no se produzca corrosión en la columna perforadora.

Para cumplir la función primaria de limpiar el pozo, el lodo debe tener ciertas condiciones que le permitan tener capacidad portante mientras fluye en el pozo, es decir, poder transportar los trozos de terreno que va cortando el trépano. Esto se consigue con viscosidad adecuada y también con una velocidad ascensional suficiente en el espacio anular entre la columna perforadora y las paredes del pozo. El agua pura puede limpiar adecuadamente si se le imprime suficiente velocidad; sin embargo, si por algún motivo se paralizara la circulación, en el caso de utilizar agua pura, los detritos decantarían y podrían ocasionar trastornos, como acumularse sobre el trépano o la columna perforadora que los aprisionaría. Para evitarlo, el lodo debe tener capacidad de desarrollar en condiciones estáticas, fuerzas internas suficientes como para retener los

recortes de terreno en suspensión, es decir, asumir características de gel. Para ello se agregan sólidos especiales con los que se obtendrán estas propiedades.

Composición de los lodos (líquidos)

La composición de los lodos depende de los requerimientos particulares de cada perforación y está sujeta también a las características de las distintas formaciones que se atraviesan. La disponibilidad de materiales tiene también influencia, lo que hace a un aspecto eminentemente económico.

Sin embargo, la mayoría de los lodos de base líquida presentan cuatro componentes o fases fundamentales y ellas son:

- **Fase líquida:** es la fase continua, en la mayor parte de los casos agua dulce o con distintos grados de salinidad y para algunos casos especiales, algún hidrocarburo líquido, generalmente petróleo nativo, diésel o gasoil. El agua y sobre todo el agua dulce es el más usual. Se define como agua dulce a la que contiene una baja concentración salina, aunque puede tener una considerable concentración de calcio y/o magnesio, en cuyo caso se la denomina *agua dura*, pero puede ser tratada químicamente para reducir esas proporciones. Por el contrario se denomina *agua salada* a la que tiene alta concentración de sales, en especial cloruro de sodio. Para el caso específico de los lodos de perforación puede ser agua de formación, agua de mar o agua salada que se prepara agregando sales al agua dulce.
- **Fase sólida reactiva:** cuando se está perforando un pozo se atraviesan muchas zonas arcillosas, estas arcillas naturales se incorporan al lodo y si son hidrofílicas (ávidas de agua) modifican sus características, en tanto, que si son hidrofóbicas (no incorporan agua) se comportan como fase inerte. La incorporación de esas arcillas hidratables hace que se forme un lodo natural, el cual posee algunas de las buenas características buscadas: viscosidad y gelificación, pero en forma no controlada. Para preparar el lodo en el equipo controlando sus propiedades se usan arcillas comerciales fuertemente hidrofílicas, de las cuales la más común y ampliamente usada es la bentonita (Montmorillonita sódica), cuando se usa como fase líquida el agua dulce. El uso de la bentonita se ha ido reduciendo y reemplazando, total o parcialmente, por polímeros de distinto tipo. Cuando la fase líquida es agua salada, la bentonita y sus similares tienen muy poca capacidad de hidratación. En este caso pueden utilizarse polímeros que actúan en agua salada.
- **Fase sólida inerte:** son sólidos no reactivos, que, como en el caso anterior, pueden ser de incorporación natural o comerciales y que alteran solo el peso específico del lodo. Con el agregado de arcilla o de los polímeros al agua únicamente se produce un moderado incremento de su densidad, ya que el peso específico de estos materiales es relativamente bajo, y la proporción en que se usan, pequeña. Si tratáramos de aumentar la densidad adicionando estos productos, llegaríamos a tener un fluido tan viscoso que resultaría imposible de bombear. Se debe recurrir entonces a sólidos de alto peso específico y que no reaccionen con el agua (inertes). El más utilizado es el sulfato de bario

(SO₄Ba), llamado comercialmente *baritina*, que tiene un peso específico de 4,2 gramos por centímetro cúbico.

- **Aditivos:** son productos que se agregan para modificar algunas de las características del lodo, como ser: viscosidad, filtrado y calidad del revoque, alcalinidad, lubricidad, etc., como así también neutralizar el efecto producido por la incorporación de elementos provenientes de las formaciones atravesadas o de los fluidos contenidos en ellas, como son los cloruros, carbonatos y sulfatos.

Propiedades del lodo

Los principales valores que se controlan en el lodo son:

- **Peso específico:** controla la presión hidrostática y, por lo tanto, las presiones del subsuelo.
- **Viscosidad y propiedades de gel:** controla la capacidad de acarreo y evita la decantación del terreno cortado por el trépano.
- **Filtrado y revoque:** se protegen las formaciones productivas y se evita el daño que puede producir el mismo lodo.
- **Contenido de arena:** su presencia puede dañar las partes metálicas del equipo y de las herramientas.
- **Contenido de líquidos y sólidos:** permite determinar si los sólidos se mantienen en los valores deseados y si en el líquido hay presencia de hidrocarburos.
- **Alcalinidad (pH):** permite controlar el pH, ya que los lodos deben trabajar en valores ligeramente alcalinos.
- **Análisis del agua de filtrado:** determina si se produjeron ingresos de sales en el lodo.
- **Contenido de arcillas:** permite determinar si hay ingreso de arcillas no deseadas de formación.
- **Resistividad:** es importante para diferenciarla de la que tienen los fluidos de formación cuando se realizan los perfiles eléctricos.
- **Estabilidad eléctrica (en el caso de las emulsiones inversas):** indica cuán estable o no es una emulsión inversa.
- **Contenido de sulfhídrico:** la presencia de este gas es muy peligrosa por su alta toxicidad.

Tipos de lodos

Existe una gran variedad de tipos de lodo, según las características de los terrenos que se vayan a perforar y de los fluidos contenidos en las formaciones permeables. Algunos de los que tienen como base el agua son:

- **Bentoníticos:** tienen como base la bentonita.
- **Poliméricos:** basados en el uso de polímeros naturales o sintéticos.
- **Cálcicos:** con fuerte presencia de calcio.
- **Inhibidos:** para evitar la humectación de algunas arcillas.
- **Bajos sólidos:** el lodo formulado con un mínimo contenido de materiales sólidos o sin ellos.
- **Con sales** de aluminio, catiónicos, altamente tixotrópicos, etcétera.

Permanentemente los especialistas en fluidos de perforación están diseñando

nuevas formulaciones para mejorar el desempeño de este importante elemento de la perforación, que si bien solo ocupa de un 6% a un 7% del costo total de la perforación de un pozo, puede contribuir a evitar problemas durante las operaciones y asegurar una mayor producción de hidrocarburos posteriormente.

Los fluidos gaseosos, ya sea aire, nitrógeno o mezclas de estos gases con líquido, se usan fundamentalmente para perforar secciones del pozo donde algunas formaciones presentan importantes pérdidas del fluido debido a su baja presión y a la presencia de fracturas o para evitar dañar las formaciones productivas cuando estas son extremadamente sensibles a ser invadidas y por lo tanto pueden dañarse y reducir su futura producción.

Lodos de base hidrocarburos

Se denominan así los fluidos de perforación en los cuales la fase líquida continua no es el agua, sino algún hidrocarburo. Este puede ser petróleo nativo o más comúnmente un derivado como el dieseloil, fueloil o gasoil, o también aceites biodegradables no contaminantes. El agua también puede estar presente en los lodos de base hidrocarburo, pero se halla emulsionada en el hidrocarburo base. Por esta razón se los denomina también *lodos de emulsión inversa*. La proporción de agua es variable y puede llegar hasta un 50% en volumen.

Para que esta emulsión de agua en aceite sea estable, es necesario agregar un agente emulsionante que evite que las partículas de agua se agrupen y se separen de la emulsión.

Es evidente que un fluido de este tipo resultará más caro que uno de base agua y que, además, generará mayores resguardos ambientales; entonces, ¿por qué usarlo? Los principales motivos por los cuales se lo utiliza son:

- Para perforar formaciones productivas que pudieran ser dañadas fácilmente por lodos con base agua.
- Para perforar zonas de sal, anhidritas y en general formaciones de gran capacidad de reacción con los lodos convencionales. También en formaciones que contengan sulfhídrico (H_2S) o anhídrido carbónico (CO_2) en gran cantidad.
- Para perforar pozos direccionales, horizontales o extendidos, o de pequeño diámetro (*slim hole*) donde el alto torque al rotar puede constituir un problema para las maniobras.
- Para perforar en formaciones profundas con altas temperaturas, mayores a 180 °C.
- Para perforar zonas de baja presión poral, donde es necesario mantener presión hidrostática baja para evitar los “pegamientos” por presión diferencial.

Sistema de limpieza del lodo

El lodo se bombea desde la superficie hasta el interior de la columna perforadora, sale por orificios especiales que tiene el trépano y retorna por el espacio anular entre la columna y el pozo acarreando todo el material cortado por el trépano y descarga en el circuito de superficie. Como las bombas que impulsan el lodo dentro del pozo deben tomar el lodo limpio, es neces-

rio eliminar todo el material que se incorporó durante la perforación; esto se hace durante el recorrido del lodo en el circuito de superficie.

Para llevar a cabo esta tarea, se dispone de un equipamiento especial que comprende zarandas vibratorias y separadores centrífugos. Como también es posible que el lodo haya modificado algunas de sus propiedades o perdido algunas de sus características, es necesario reponer algunos de sus componentes. Esto se hace en la última parte del circuito y antes de que las bombas lo aspiren y envíen nuevamente al pozo.



Zaranda vibratoria.

¿Puede el lodo contribuir a perforar más rápido?

La respuesta es que sí puede hacerlo. El lodo sale del trépano por orificios calibrados que le imprimen una muy alta velocidad, del orden de alrededor de cien metros por segundo. Ese chorro (*jet*) contribuye a limpiar más eficientemente el fondo del pozo y a remover los detritos cortados, con lo que se evita gastar energía remoliendo trozos de terreno ya cortados.

Para hacer circular el lodo, se consume una importante cantidad de energía para vencer las resistencias por fricción que oponen los conductos por donde se mueve: interior y exterior de la columna perforadora, trépano y circuito de superficie. En la mayor parte de los programas de cálculo para distribuir la energía hidráulica se trata que sea la máxima en el trépano, que es donde resulta útil porque contribuye a incrementar la velocidad de avance.

Entubación

La entubación y la cementación de un pozo (que veremos a continuación) son dos de los procesos más ligados a su seguridad durante la perforación y a lo largo de su vida productiva.

La erogación en entubaciones y cementación puede representar entre un 15 a un 25% del costo total de un pozo en tierra y un 3 a 8% en un pozo costa afuera.

La geometría de los pozos petrolíferos y gasíferos es telescópica y está en función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final del pozo. Los cilindros que la componen van disminuyendo su diámetro cada vez que se entuba y se cementa una tubería, razón por la cual la programación de la entubación se realiza a partir del diámetro que se adopte para entubar el último tramo del pozo que a su vez depende del sistema de extracción a utilizar.

Hay cinco tipos principales de entubación en los pozos para petróleo y gas:

1. **Tubería conductora o guía:** es la primera que se entuba y la de mayor diámetro. Se asienta a pocos metros de profundidad y a veces se hinca directamente si la profundidad y el terreno lo permiten; en caso contrario, se perfora, se entuba y se cementa. Cumple las siguientes funciones:
 - Evitar la erosión de los sedimentos superficiales.
 - Permitir colocar el derivador de flujo (*Diverter*).
 - Proporcionar un flujo continuo hasta la superficie que permite al lodo y a los recortes del trépano acceder al circuito de control de sólidos y a las piletas desde la fase inicial de la perforación.
2. **Tubería de seguridad o de superficie:** cumple las siguientes funciones:
 - Proteger las capas acuíferas productoras de agua potable.
 - Proveer de un anclaje consistente para las válvulas *BOP* de control de boca de pozo.
 - Proporcionar mayor integridad ante la entrada de agua, gas o petróleo al pozo y las pérdidas de fluido, lo que da una mayor seguridad para la etapa siguiente.
 - Evitar el ensanchamiento del pozo por el desmoronamiento de las paredes.
 - Soportar el peso de las cañerías que serán bajadas al pozo.
3. **Tuberías intermedias:** cumplen las siguientes funciones:
 - Proteger el pozo contra el desmoronamiento de las paredes.
 - Aislar formaciones indeseables por las siguientes causas:
 - Presiones de admisión anormalmente bajas.
 - Contener fluidos con presiones anormalmente altas.
 - Contener fluidos corrosivos.
 - Contener sal.
 - Contener anhídrida.
 - Sellar viejas formaciones productivas cuando se perfora pozos nuevos a horizontes más profundos.
4. **Tubería de producción:** que es la entubación final del pozo y tiene las siguientes funciones importantes:
 - Aislar el intervalo productivo de los fluidos de otras capas.
 - Evitar la comunicación entre sí de las capas productivas en yacimientos con varios horizontes.
 - Proveer de un alojamiento de protección para la tubería por la cual va a producir el pozo (el “*tubing*”) y los dispositivos de extracción que se adopten para poner el pozo en producción.
 - Cumplir con las reglamentaciones vigentes.

5. Cañería perdida o liner: son entubaciones que no se extienden hasta la superficie, sino que se cuelgan de la entubación anterior. Son bajadas con la finalidad de cubrir zonas por debajo del zapato (extremo inferior) de la tubería de producción. En general, los *liners* son tuberías de corta longitud que se utilizan en el tramo más profundo del pozo. Su uso reduce el costo de los tubulares empleados y, por consiguiente, el costo del pozo.

Las entubaciones de seguridad y de producción son únicas por pozo, pero de acuerdo a las dificultades que se esperan encontrar al perforar, pueden ser necesarias entubaciones intermedias cuyas profundidades y diámetros figuran en el Programa de perforación.

Los diámetros de los trépanos para perforar un pozo dentro del cual un tubo de un diámetro determinado baje razonablemente sin problemas están estandarizados, un ejemplo:

Diámetro del pozo	Diámetro exterior de la tubería	Función	Longitud
155,6 mm (6 1/8")	127 mm (5")	Producción	3900 – 4500 m
215,9 mm (8 1/2")	177,8 mm (7")	3ª Intermedia	2900 - 4000 m
311,1 mm (12 1/4")	219,1 mm (9 5/8")	2ª Intermedia	0 - 3000 m
444,5 mm (17 1/2")	339,7 mm (13 3/8")	1ª Intermedia	0 - 1500 m
660,4 mm (26")	508 mm (20")	Seguridad	0 - 300 m
914,4 mm (28")	762 mm (30")	Caño guía	0 - 30 m

Cabeza de pozo

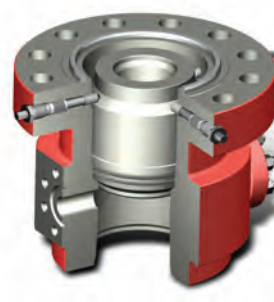
En la profundidad 0 de la perforación se instala la cabeza de pozo cuya función aparte de actuar como ancla de las válvulas *BOP* del pozo es la de alojar en forma concéntrica y mantener en tensión y aisladas entre sí todas las entubaciones que se realicen en el pozo, con excepción de las cañerías perdidas (*liners*).

La mayor cantidad de pozos de desarrollo que se perforan en el país llevan solamente cañerías de seguridad y de producción.

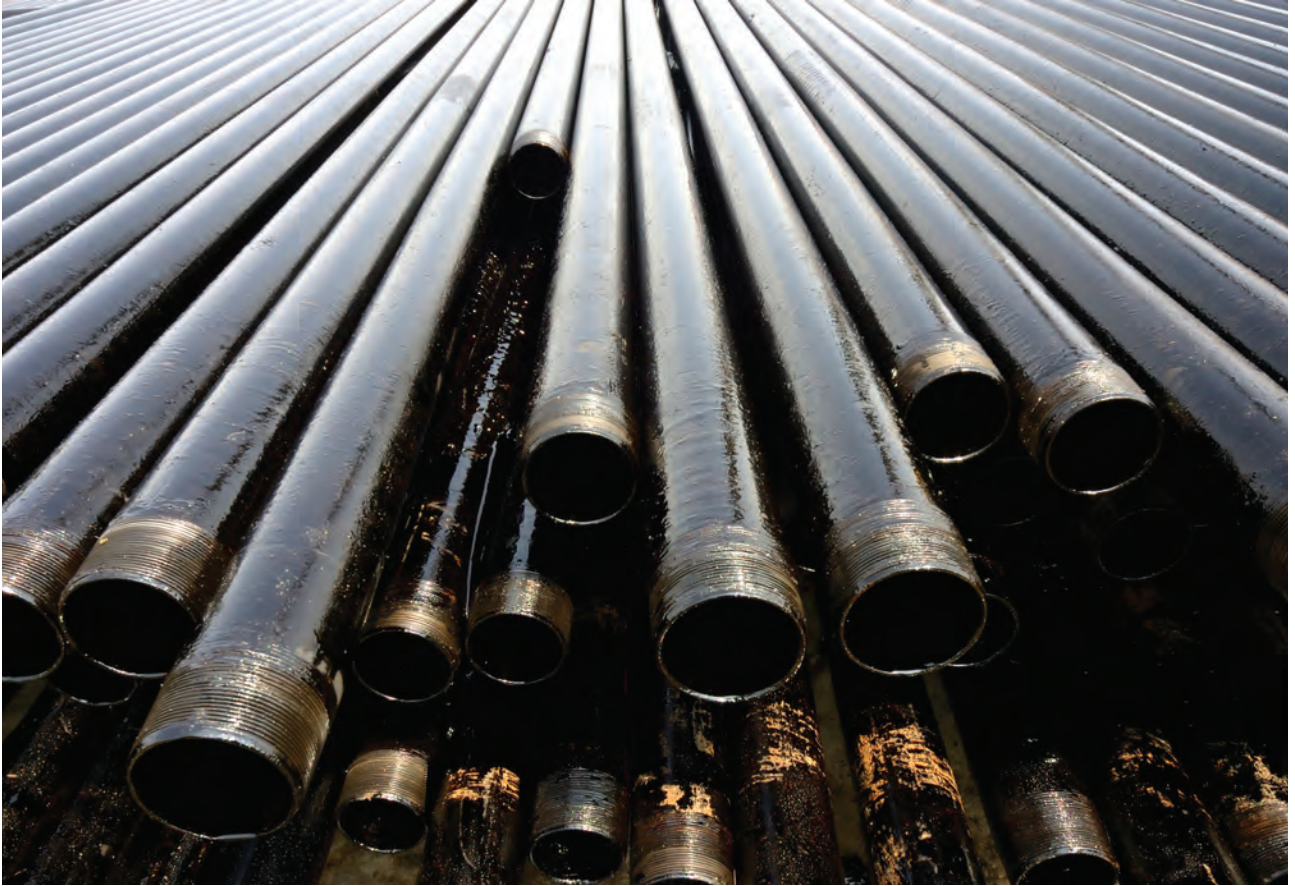
La posibilidad de aislar los problemas de perforación con tuberías intermedias es limitada, y la aparición de una dificultad imprevista que haga necesario entubar una cañería a menor profundidad de lo programado pone en serio peligro la posibilidad de profundizar el pozo hasta la formación que es el objetivo de la perforación.

Los tubos son de acero en tramos de aproximadamente 12 m de longitud cada uno, mayoritariamente fabricados por el sistema de laminado sin costura Manessmann y con menor frecuencia contruidos a partir de chapa plana y soldados longitudinalmente por el sistema *ERW* (fusión por resistencia eléctrica). Se bajan al pozo unidos por medio de las conexiones roscadas y cuplas de las cuales están provistos en sus extremos.

En algunos pozos inyectores de poca profundidad y de baja temperatura destinados a la recuperación secundaria se utilizan también tubos de polietileno reforzado con fibra de vidrio cuyo costo es menor y su resistencia a la corrosión es muy superior a la del acero.



Cabeza de pozo.



Tubos de acero.

Las solicitaciones a que están sometidas las entubaciones en el pozo son:

- A. Tracción axial (esfuerzo estático).
- B. Compresión axial (esfuerzo estático).
- C. Presión interna (esfuerzo variable).
- D. Presión externa (esfuerzo variable).
- E. Esfuerzos combinados entre A con C o D y B con C o D.

La resistencia de los tubos a estos esfuerzos está determinada por la calidad (grado) del acero, el espesor de pared del caño y la resistencia de las conexiones.

Cementación

Para que la entubación, una vez que haya sido bajada al pozo y que el zapato haya alcanzado la profundidad programada, pueda cumplir las funciones precedentemente detalladas, deberá ser cementada.

Es la técnica utilizada para colocar una lechada de cemento y, de ese modo, crear un sello hidráulico en el espacio anular entre la tubería y las paredes de un pozo para evitar la migración de fluidos de la formación hacia el espacio anular, hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie.

La cementación es, por consiguiente, una de las etapas más críticas durante la perforación y terminación del pozo.

Las cementaciones se dividen en: primaria y secundaria o correctiva.

La manera de colocar el cemento entre el exterior de la cañería y la pared del pozo (espacio anular) es disponerlo en forma de una mezcla líquida con agua (llamada *lechada de cemento*) la cual se bombea y desplaza con lodo de perforación por el interior de la cañería desde la superficie hasta su extremo inferior (zapato) y la fuerza a salir al espacio anular y subir por él hasta la altura deseada. Luego se debe esperar hasta que la mezcla se endurezca y adquiera suficiente resistencia (fragüe), sin realizar ningún movimiento de la cañería durante ese período.

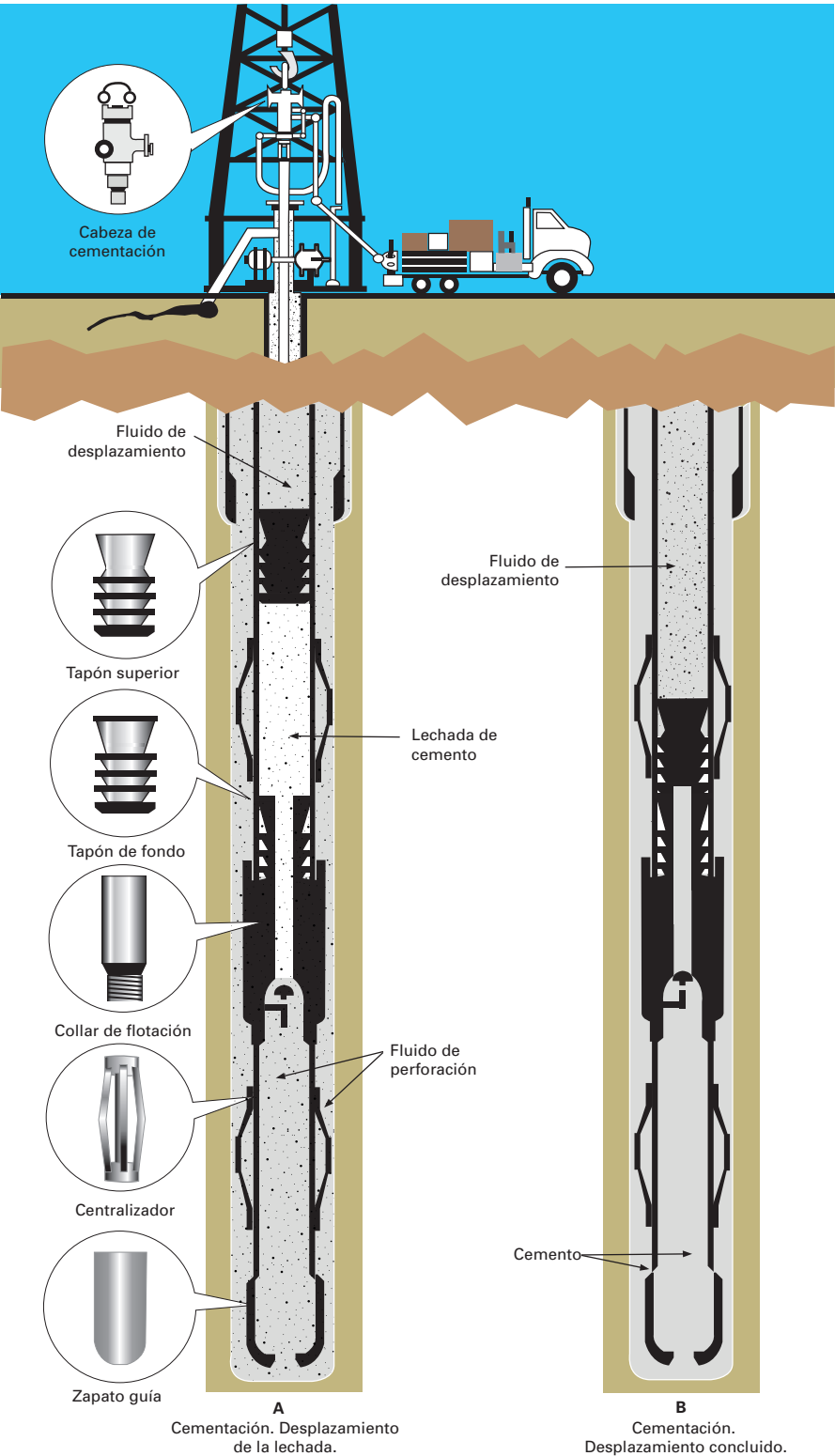
Accesorios para la cementación

Para mejorar los resultados de la cementación se requiere adicionar a la cañería algunos elementos auxiliares:

- **Zapato guía:** va colocado en el extremo inferior de la tubería y permite su descenso suave dentro del pozo.
- **Collar:** se coloca un caño por encima del zapato y sirve de tope a los tapones de goma que van adelante y atrás de lechada y separa los distintos fluidos utilizados en la cementación.
- **Válvula de retención:** tiene dos funciones. La primera es alivianar el peso de la tubería (hacerla “flotar”) durante su bajada al pozo, y no permite la entrada del lodo. La segunda es evitar que una vez finalizado el desplazamiento de la lechada de cemento, mientras esta se mantiene fluida, retroceda al interior de la cañería. Está incorporada al collar, al zapato o a ambos.
- **Centralizadores:** permiten mantener la cañería centrada con el pozo en los intervalos de interés.

Para el éxito de una operación de cementación de la entubación de un pozo se deben dar las siguientes condiciones principales:

1. En cuanto al pozo:
 1. 1. Que tenga un calibre lo más cercano posible al diámetro del trépano con que fue perforado.
 1. 2. Que antes de cementar se haya circulado el volumen de lodo suficiente para limpiar el pozo de recortes de terreno y desmoronamientos y que esta circulación haya permitido comprobar que la perforación está bajo control y que no haya habido ingreso de fluidos al pozo.
2. En cuanto a los accesorios de cementación:
 - 2.1. Que se le haya colocado la cantidad de centralizadores necesarios y estos hayan sido ubicados estratégicamente (frente a formaciones competentes y en calibre) para forzar que el eje de la entubación sea concéntrico con el eje del pozo.
 - 2.2. Que la válvula diferencial de retención haya accionado correctamente para que el cemento permanezca cubriendo la sección correcta una vez finalizado el desplazamiento.



3. En cuanto a la programación de la cementación:
 - 3.1. Que la acción del barrido químico del colchón lavador haya removido el revoque dejado por el lodo en las paredes del pozo.
 - 3.2. Que el desplazamiento se haya efectuado con un caudal que le haya permitido a la lechada de cemento entrar al espacio anular en flujo turbulento.
 - 3.3. Que la lechada de cemento diseñada de acuerdo a la profundidad y la temperatura del pozo alcance la resistencia a la compresión deseada después del fragüe.
4. En cuanto la operación:
 - 4.1. Que la tubería no sea bajada a excesiva velocidad, lo cual podría generar un “golpe de ariete hidráulico” que cause la fractura de alguna formación de alta permeabilidad.
 - 4.2. Que el tapón que se bombea detrás de la lechada haya hecho tope cuando se alcanzó el volumen de desplazamiento calculado.
 - 4.3. Que no haya surgido ningún inconveniente durante la operación una vez mezclado el cemento teniendo en cuenta que ese intervalo operativo está perfectamente acotado por el tiempo de bombeabilidad de la lechada.

La cementación de tuberías de producción de los pozos que tienen dos horizontes productivos independientes se realiza en dos etapas. La primera etapa (la formación inferior), por el zapato en la forma convencional descrita y la segunda, por medio de una ventana posicionada por debajo de la base de la segunda formación, que se abre mediante un tapón metálico que se deja caer por dentro de la cañería para circular y cementar y se cierra posteriormente con un tapón bombeable al finalizar la cementación.

En algunos pozos, por las características especiales de su formación productiva (por ejemplo: paredes del pozo muy resistentes, abundante producción de arena, etc.), en la sección de interés del pozo, en lugar de la tubería de producción convencional, se suelen bajar una tubería perdida (*liner*) compuesta de caños ranurados (caños filtro) y en lugar de cementarla, el espacio anular entre la cañería y el pozo se empaqueta con grava (*gravel packing*).

Perfiles relacionados con la cementación

Calibre de pozo: forma parte del perfilaje previo a la entubación de cada tubería, el cual, además de registrar las características petrofísicas y los fluidos contenidos en las rocas atravesadas, registra el diámetro real del pozo en toda la zona a cubrir cuando se realice la cementación de la cañería. La geometría del pozo es imprescindible para el cálculo del volumen de cemento a utilizar y el cálculo del caudal de bombeo del desplazamiento del cemento que permita a la lechada alcanzar el flujo turbulento a su paso por la formación productiva.

Perfil sónico de adherencia de cemento o *Cement Bond Log (CBL)*: normalmente es corrido en forma simultánea con el perfil neutrónico (*Neutrón Log*) y el localizador de cuplas *Count in Coupling Log (CCL)* y provee la altura real del

cemento en el espacio anular y su adherencia, tanto para la interfase formación-cemento, como para la interfase cemento-tubería. En el caso de que se usen lechadas de baja densidad donde el *CBL* no dé resultados aceptables, se recurre a perfiles ultrasónicos. También se puede conocer la altura alcanzada por el cemento en el espacio anular a través de un perfil de temperatura (*Temperature Log*) corrido durante el período de fraguado del cemento.

Programación del pozo

Podemos comenzar diciendo que “Una operación exitosa es el resultado de una buena planificación”; es por ello que esta etapa previa a la ejecución es tan importante y requiere toda la atención de las empresas que van a encarar un proyecto de perforación y terminación de uno a más pozos.

En esta primera fase es necesario tener una planificación detallada y de alta calidad; para ello es necesario poner foco en el equipo de trabajo multidisciplinario que llevará a cabo la planificación, análisis de la información y el diseño del pozo, y que tendrá como punto final y entregable del proceso, el programa detallado de perforación y terminación.

Es fundamental conocer qué tipo de pozo se deberá perforar, si es de exploración o si son de desarrollo y en qué cuenca se encuentran ubicados, dado que cada una de ellas cuenta con problemáticas específicas y diferentes.

Cuencas en la Argentina

En la Argentina, si bien hay identificadas unas 19 cuencas sedimentarias, solo cinco están en producción: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

- **Cuenca Noroeste:** abarca mayoritariamente las provincias de Salta, Jujuy y parte de Formosa. Los pozos en esta cuenca van de los 1200-2500 metros en el Cinturón Plegado Subandino y Plataforma Chaqueña, y hasta los 4000-5000 metros en los horizontes devónicos.

Son pozos de alta complejidad para perforarlos, se encuentran formaciones muy duras y abrasivas, altas presiones, alta temperatura, mantos salinos y grandes buzamientos que tienden a desviar los pozos.

Estas características de los pozos hacen que estos sean de alto costo, que requieran de la utilización de tecnología de punta y un experto equipo humano de trabajo.

Los objetivos de los pozos van de petróleo a gas.

- **Cuenca Cuyana:** se extiende desde el sur de San Juan hasta el centro de la provincia de Mendoza.

La profundidad promedio de los pozos tipo en esta cuenca está en el orden de los 3000 a 3500 metros. En general, son pozos petrolíferos.

- **Cuenca Neuquina:** es una de las más importantes de nuestro país, su extensión abarca las provincias de Neuquén, el oeste de La Pampa y Río Negro y una porción meridional de Mendoza.

En esta cuenca, la profundidad de perforación es muy variada, abarcando un amplio rango que va de los 700 metros a más de 4000. Son pozos de petróleo y gas.

Encontramos pozos de baja, mediana y alta complejidad para perforarlos, formaciones duras y abrasivas, capas de altas presiones y algunas totalmente depletadas, zonas con basalto superficial y grandes buzamientos que tienden a desviar los pozos.

- **Cuenca del Golfo San Jorge:** ubicada en la Patagonia Central, abarca las provincias de Chubut, zona meridional y el norte de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el golfo de San Jorge, es decir, que esta cuenca se ubica tanto en tierra firme como en el mar.

Es la cuenca donde se descubrió el petróleo en nuestro país en 1907, a una profundidad de 537 metros. Las profundidades de los pozos van desde los 500 metros a más de 3500 metros, se registra una máxima profundidad a 5160 metros sin llegar al basamento.

El sector oriental de la cuenca es tectónicamente menos activo y se concentra la mayor cantidad de perforaciones; su característica poco favorable es una buena cantidad de fallas y secciones arcillosas importantes y activas que dificultan la perforación de los pozos.

- **Cuenca Austral:** se extiende en el extremo sur de nuestro continente; abarca buena parte de Santa Cruz, la provincia chilena de Magallanes, la zonal oriental del estrecho de Magallanes, Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina.

Las profundidades de los pozos a perforar varían de los 1500 metros hasta los 4000. Encontramos tanto pozos petrolíferos como gasíferos. Es una cuenca en donde predominan pozos de fácil realización, como pozos con altas presiones y dificultad media-alta.

Equipo de trabajo

Se deberá constituir un equipo de trabajo multidisciplinario que analizará a fondo cada fase de la operación minimizando riesgos y cubriendo cada etapa de la perforación y terminación. Este equipo deberá estar conformado por:

- Ingenieros de perforación y terminación.
- Geólogos.
- Ingenieros de reservorio.
- Ingenieros de producción.
- Personal de contratos y servicio.
- Personal de medio ambiente y seguridad.
- Personal de logística.
- Legales.

Offshore

La perforación *offshore* comenzó como una consecuencia natural de la necesidad de continuar desarrollando yacimientos terrestres que continuaban más allá de la línea de costa, que se internan por debajo de las costas, ya sea del mar o de los lagos.

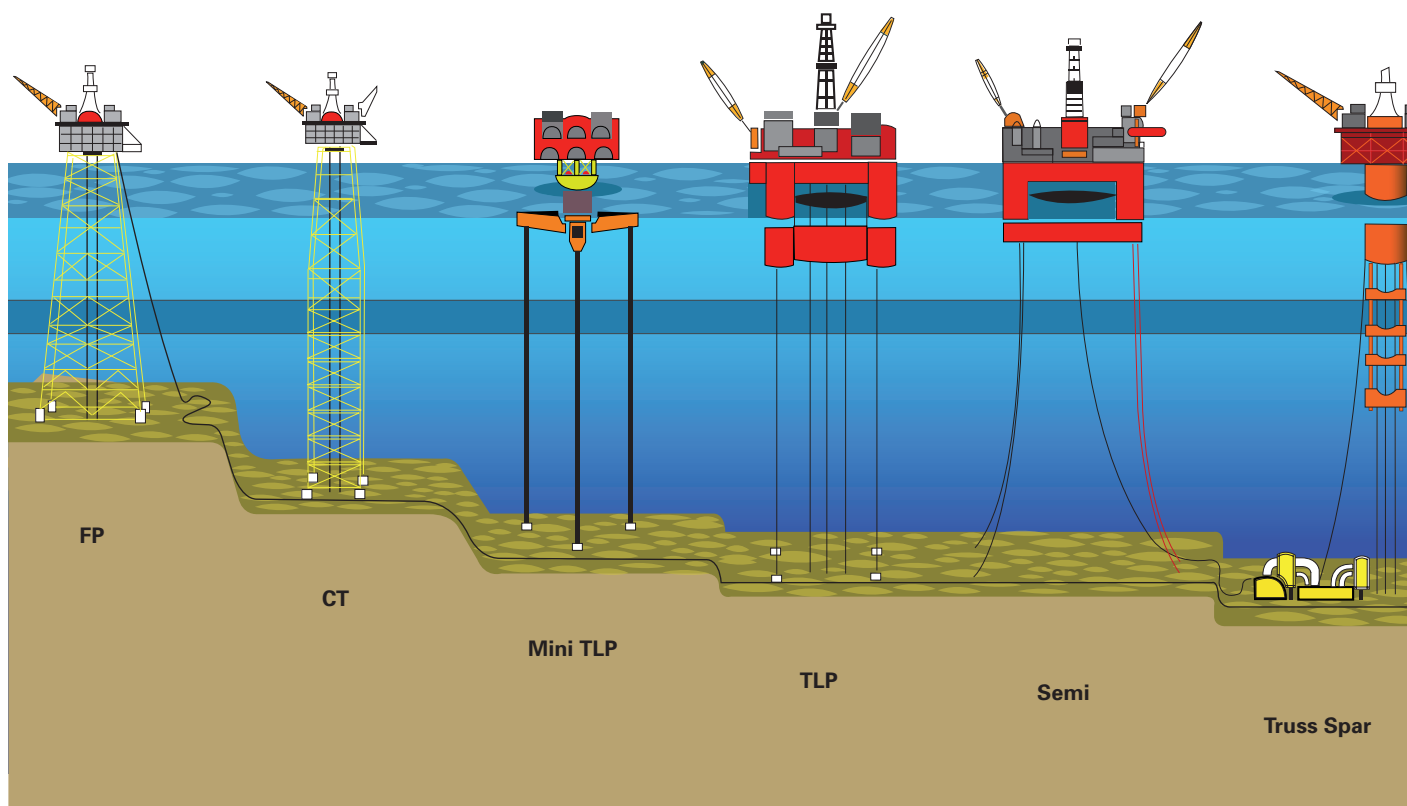
Los primeros pasos se dieron en aguas poco profundas y dado que la única técnica de la que se disponía era la de la perforación terrestre, se pensó en

proveer al equipo perforador de una suerte de soporte o isla artificial donde pudiera instalarse y desde donde se pudiera perforar. Así nacen las primeras plataformas de perforación.

Esta técnica se desarrolló muy intensamente en el Golfo de México después de la Segunda Guerra Mundial, años 1946-1947, en una situación muy favorable, ya que las costas son bajas y muy pantanosas, por lo que se comenzó en esas zonas lacustres muy someras y de aguas tranquilas.

En nuestro país, el *offshore* reconoce un antecedente quizás de los más antiguos del mundo, los pozos perforados en Comodoro Rivadavia en la zona llamada de restinga, que debido a la gran amplitud de mareas queda descubierta y cubierta periódicamente por las aguas. Aprovechando esa circunstancia, se construyeron plataformas unidas a tierra firme mediante pasarelas que permitieron perforar numerosos pozos, incluidos direccionales, que constituyeron un principio de *offshore*.

A partir de estas y otras muchas experiencias que se fueron sucediendo, la perforación *offshore* fue adentrándose en aguas más profundas, ampliando y mejorando las estructuras de soporte o plataformas de perforación. El incremento del costo de estas construcciones con la profundidad, y el riesgo de construirlas para investigar zonas que en definitiva podrán resultar de poco o ningún interés, con la consiguiente pérdida de esa inversión, planteó la nece-

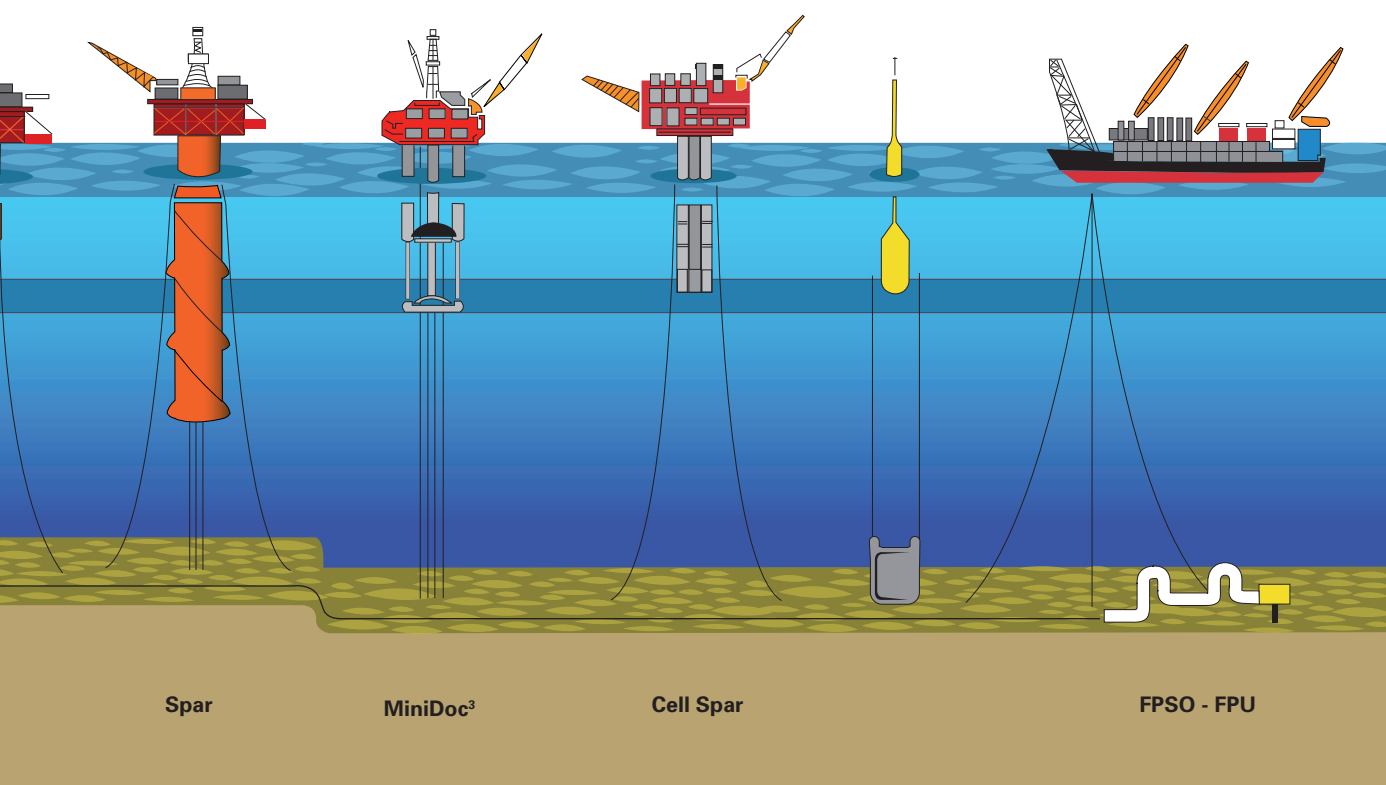


Distintos tipos de plataformas.

sidad de desarrollar otros tipos de equipamiento de perforación que fueran móviles y permitieran su desplazamiento de un punto a otro, tanto en medio marino como lacustre. Surgen así las barcasas de perforación (*Drilling barge*), las plataformas sumergibles (*Submersible Platform*) y las autoelevables (*Jack-up*), las que en todos los casos permiten su movilización de una a otra locación y, al mismo tiempo, permiten tener un soporte rígido apoyado sobre el fondo marino o lacustre para realizar la perforación. Para ello estas plataformas están provistas con un mecanismo que les permite asentar sus patas en el lugar deseado, perforar como fija y una vez terminada su tarea, elevar sus soportes y trasladarse a otra ubicación. Como ya vimos, son las llamadas *plataformas autoelevables* o “*Jack-up*”.

Sin embargo, existe un límite de profundidad de agua, tanto desde el punto de vista técnico como económico, para la operación de estas plataformas fijas o móviles. Más allá de ese límite, tuvo que desarrollarse otro método. La solución a este problema fue ubicar el equipo perforador sobre una unidad flotante, que se inmoviliza de alguna forma sobre el punto a perforar, se establece una conexión flexible entre el fondo marino y la unidad, capaz de absorber los desplazamientos de esta relativos al fondo oceánico.

En la década de 1960, se produjo el descubrimiento de petróleo en el Mar del Norte, lo que trajo como consecuencia un desarrollo acelerado de las téc-



nicas para la perforación en grandes profundidades de agua y en condiciones rigurosas.

En efecto, el Mar del Norte presenta condiciones muy severas de mar y clima, altura de olas, frecuencia e intensidad de tormentas y fuertes vientos, además de profundidades de agua (100 a 200 metros), que en la mayor parte de las áreas expectables eran más grandes que las operables con las plataformas existentes hasta ese momento.

No obstante, las circunstancias particulares de la época, el aumento de precio del crudo y la posibilidad de interrupción del suministro de Medio Oriente determinaron la necesidad de llevar a cabo la exploración y posterior explotación de esos yacimientos.

Se desarrollaron así, por un lado, un nuevo tipo de unidad perforadora flotante, la plataforma semisumergible, y por otro, todas las técnicas auxiliares necesarias para operar en esas profundidades.

A partir de allí, esa tecnología se ha ido expandiendo por el resto del mundo y ha avanzado en profundidades cada vez mayores con la incorporación de otras unidades de alta tecnología.

Actualmente ya se explotan o se hallan en exploración la mayor parte de las plataformas continentales del mundo y en aguas profundas. El próximo desafío para la técnica lo constituyen los bordes o taludes continentales que, con profundidades de varios miles de metros, pueden presentar perspectivas favorables para la obtención de hidrocarburos.

¿Cómo se hace para perforar *offshore*?

En realidad, el equipamiento y las herramientas usadas en la perforación *offshore* son básicamente las mismas que las que se usan en la perforación en tierra, solo que todo debe disponerse sobre un soporte, la plataforma, la que debe poseer propiedades marinas para poder desarrollar operaciones en el medio acuático, ya sean estos el mar, lagos o pantanos. A partir del fondo marino, un pozo *offshore* es similar a uno hecho en tierra firme; la diferencia estriba en cómo salvar el espacio de agua existente entre el equipo y el fondo marino. La profundidad de agua es entonces la condición predominante para seleccionar el tipo de equipo a utilizar.

En el apartado referente a equipos, mencionamos las distintas unidades que se utilizan en la perforación *offshore*, las que han tenido que evolucionar para poder operar en profundidades cada vez mayores.

Sistemas para aguas profundas

Las profundidades crecientes de agua en la que se desarrollan actualmente las operaciones *offshore*, con perspectivas de que sean mayores aun en el futuro, han determinado el desarrollo de sistemas flotantes como el *TLP* que consiste en una plataforma semisumergible sujeta al fondo marino por cañerías tensoras que hacen las veces de cables, las de columna (*Spars*), las *FPU* (*Floating Production Unit*) y otras destinadas a perforar y producir en áreas de gran profundidad, en algunos casos con los cabezales de producción en el fondo marino.

El proceso de perforación

La perforación en sí es bastante dependiente del tipo de plataforma a utilizar, y también si la cabeza de pozo está sobre la plataforma o bien en el fondo del mar.

En el primero de los casos se trata de las configuraciones conocidas como *sistemas de cabeza seca* (FPU, TLP, Spars, etc.) aplicables en estructuras de baja movilidad que las hacen adecuadas para la perforación y el acceso directo a los pozos. En estos casos se tienen menores costos asociados de perforación, pero poseen poca flexibilidad en caso de futuras expansiones.

El otro tipo de sistema es conocido como *sistema de cabeza húmeda* (Semi, FPSO, etc.), adecuado para reservorios muy extensos arealmente, con costos de perforación más altos, pero con mayor posibilidad de expansión y localización de nuevos pozos. En este tipo de configuración, el aseguramiento de flujo es uno de los desafíos técnicos más importantes.

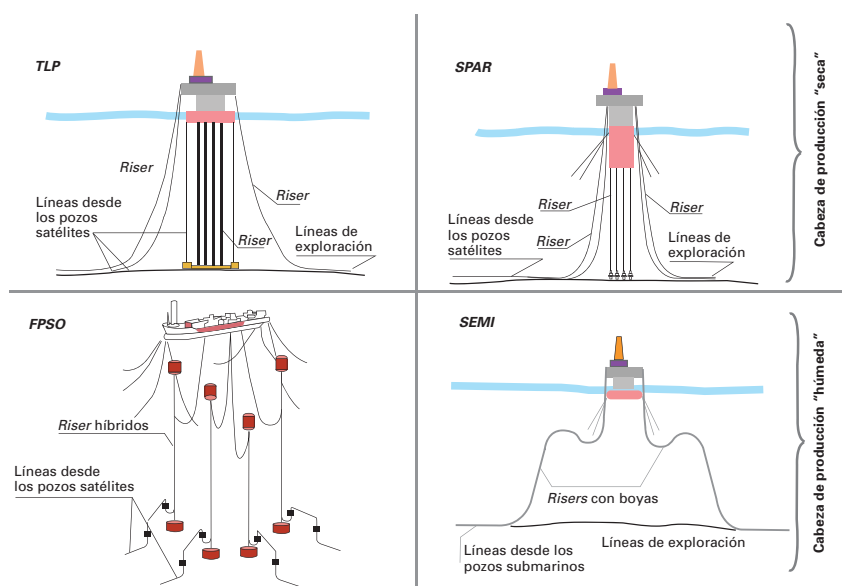
En el esquema a pie de página se muestran de forma simplificada las configuraciones de *cabeza seca* versus *cabeza húmeda*.

Siendo que la perforación desde instalaciones con cabeza seca es bastante similar a una perforación en tierra, en el sentido de que se accede directamente a la BOP en superficie, a continuación se expondrá de manera esquemática el proceso de perforación desde una unidad flotante con cabeza húmeda en sus dos versiones más difundidas: *perforación con base temporaria* o bien *perforación por jeteo sin base temporaria*.

Para el primero de los métodos se asumirá la construcción de un pozo de cinco secciones tubulares incluyendo un *Casing* conductor de 30".

Inicialmente se coloca la base temporaria (una plantilla de acero muy pesada) en el fondo marino con la ayuda de un *drill pipe*. Para esto, cuatro guías alineadas conducen al trépano al fondo del mar en la ubicación correcta.

Seguidamente, se perfora el pozo de 36" con el trépano dirigido a través



Configuración de cabeza de producción seca y húmeda.

de las guías y con retorno al fondo marino. Usualmente este tipo de pozo se perfora hasta ~100 metros. A continuación, se corre la tubería de 30" (*Casing conductor*) y se cementa con retorno al fondo del mar. Acompañando a la tubería de 30" también se corre la estructura de guía permanente y el alojamiento para el *Casing* de 30" (*Housing*).

A continuación, se perfora el hueco para el *Casing* siguiente, usualmente 20", hasta la profundidad indicada. Este tramo se puede perforar con retorno al fondo del mar, o bien con retorno a la superficie utilizando un *riser* de perforación. Luego se desciende el *Casing* de superficie de 20" y se cementa para después instalar la válvula preventora de surgencia (*BOP*) con todo el equipamiento que acompaña al *riser* de perforación, como por ejemplo el *LMRP* (*Lower Marine Riser Package*) y las líneas de ahogo y estrangulación (*Kill & Choke*) así como también todas las líneas auxiliares de accionamiento.

A partir de este momento, la plataforma está permanentemente conectada al pozo a través del *riser* de perforación, por el cual retornan los fluidos de perforación de todas las etapas subsiguientes que se necesiten perforar en el pozo. Seguidamente se continúa perforando según programa, con trépano 17 1/2" para *Casing* 13 3/8" y así sucesivamente hasta llegar a la profundidad establecida (ver "Entubación" en este mismo capítulo, página 107).

En la perforación por jeteo sin base temporaria la diferencia radica en que directamente se desciende el conductor de 30" con un conjunto de fondo (*BHA*) especialmente preparado para inyectar fluido a gran caudal y presión de manera de ir erosionando el fondo del mar y descendiendo el *Casing* de forma simultánea; este descenso se realiza con una sarta de *drill pipe* y el conjunto de fondo usualmente incluye un trépano de 26" y un motor de fondo.

De esta forma, el jeteo se realiza hasta que se introduce la totalidad del *Casing* de 30" y se asienta en el fondo una estructura especialmente preparada para continuar perforando la fase de 26", con la utilización del motor de fondo. Esto es, una vez que el conductor de 30" ha sido totalmente enterrado, no se retira el *drill pipe* para la próxima sección, sino que se continúa perforando la sección siguiente.

Alcanzada la profundidad deseada, se retira el conjunto de fondo, se baja el *Casing* de 20" y se cementa según programa. Con algunas diferencias menores, a partir de ahora se trata de una operación muy similar a la que hemos explicado en párrafos anteriores, es decir, se desciende la *BOP* y todo el sistema de control para continuar con las demás secciones.

Cuestiones particulares para el diseño de pozos offshore

Con relación al diseño y la terminación de los pozos, entre los factores más relevantes a tener en cuenta cabe mencionar:

- **Erosión:** en los proyectos asociados con aguas profundas, las inversiones son muy altas; por ello se requieren producciones por pozo elevadas para justificar económicamente tales proyectos. Por ejemplo, una cantidad importante de proyectos en el Golfo de México y en Europa consideran caudales de producción de 20.000-30.000 barriles por día por pozo. La construcción de pozos para producir estos altos caudales conduce invariablemente a la posibilidad de que se produzcan proble-



Equipo "Constellation" perforando en el yacimiento Aries (Gentileza: Total).

mas de erosión en los componentes. El problema puede llegar a ser muy serio en ocasiones en las que la producción de hidrocarburos se acompaña con producción de sólidos.

- **Presión en los anulares de las tuberías:** la construcción de pozos con múltiples columnas concéntricas, con fluidos incompresibles entre ellas, conduce al incremento de la presión en dichos espacios confinados como consecuencia de la expansión que intentan estos fluidos al incrementar su temperatura. En definitiva, cuando los fluidos se encuentran atrapados entre tuberías o cemento, su intento de expandirse resulta en un incremento de presión conocido, en inglés, como *annular pressure buildup (APB)*. Los pozos costa afuera son más vulnerables a los fenómenos de *APB* debido a las bajas temperaturas que hay en el fondo del mar durante la instalación, lo que hace que la diferencia térmica sea muy amplia al momento de poner el pozo en producción, por lo que se generan altas presiones que tratan de estallar la tubería externa del anular presurizado, o bien colapsar la tubería interna de este.
- **Huelgos reducidos:** las dimensiones en las tuberías están gobernadas, en definitiva, por el diámetro necesario de *Tubing* para producir de manera económica y consistente al pozo. De esta forma, el *Tubing* debe ser capaz de producir el pozo sin inconvenientes de erosión, *holdup* de líquido, etcétera. A partir de este tubo hacia arriba, se necesitarán para los proyectos costa afuera una determinada cantidad de *Casing* con



diferentes secciones de tubulares; cuando este número de secciones es importante, los análisis de viabilidad geométrica para instalar la tubería (huelgos) es primordial.

- **Materiales:** a medida que las exploraciones costa afuera avanzan hacia objetivos más profundos, es menester el uso de tubos cada vez más pesados, con mayor espesor. Este escenario, de muy altos esfuerzos en los pozos, se podrá manejar con dos opciones para parte del equipo de diseño:
 - Incrementando el espesor de los tubos.
 - Incrementando la resistencia de los materiales.

Cualquiera de las dos opciones requiere de procesos y técnicas de fabricación muy consistentes para estos tubos. Una imperfección en el material o algún defecto de calidad en estos productos pueden acarrear fallas con consecuencias muy graves.

Tareas de apoyo de la perforación offshore

Información general sobre el área de operaciones: se necesita tener información sobre las profundidades de la zona de trabajo, las condiciones hidrometeorológicas generales, las posibilidades de lugares de apoyo, los puertos o aeropuertos cercanos, el acceso a almacenes de repuestos, herramientas, y materiales en general, la posibilidad de alojamiento para el personal en tránsito, etcétera.

Asimismo, se determinará para cada locación, la profundidad del agua, la calidad y configuración del fondo marino, a fin de poder determinar la capacidad portante del suelo, esto es la posible penetración de las patas de una plataforma autoelevable o la capacidad de agarre de las anclas de una plataforma semisumergible o buque de perforación. Respecto a los vientos, se necesitará conocer las direcciones predominantes durante el período de operaciones, velocidad media, velocidad máxima en las rachas para un minuto y un segundo. En cuanto a las olas, se precisará la dirección predominante de estas. Finalmente, se estudiarán las producidas por el viento y el mar de fondo, la altura máxima de las crestas, las corrientes marinas: velocidad y dirección, las corrientes de marea, velocidad y dirección, su amplitud e influencia del viento en ellas.

Todos estos estudios deben ser realizados por empresas de reconocida solvencia técnica y aceptadas por las sociedades aseguradoras de los equipos y de la operación en general y se refieren a informaciones que cubren algunas veces los últimos cincuenta o cien años.

Determinación del equipo a utilizar

Con la información anterior se determina el equipo a usar en la perforación, que deberá cumplir con las mejores condiciones técnicas y económicas disponibles.

De acuerdo a la profundidad del fondo marino se usa una plataforma sumergible, una autoelevable, una semisumergible o un buque perforador, con sistemas de fondeo convencionales o posicionamiento dinámico.

El equipo a usar debe ser objeto de estudio y aprobación por una sociedad similar a la indicada en el caso de la aprobación de las locaciones.

En general, toda la información sobre las condiciones operativas de la unidad se obtiene del *Manual de Operaciones de la Plataforma*, publicación cuya existencia abordo es obligatoria de acuerdo con las disposiciones del *MODU CODE (Mobile Offshore Drilling Units Code)*.

Base de operaciones

Hay que disponer de una zona portuaria capaz de recibir y abastecer a los buques de apoyo a utilizar durante la operación y contar en sus proximidades en tierra con un área suficientemente equipada para recibir los materiales destinados a la operación.

Repuestos, víveres, herramientas de perforación, tubulares, pulverulentos (embolsados y a granel), agua, combustible, etc., así como todo el equipo necesario para su manipuleo (grúas, montacargas, contenedores, camiones, *pickups*, etc.) El suelo deberá estar suficientemente compactado, tanto en la base como en sus accesos, como para permitir la operación de camiones semirremolque utilizados para el transporte de cañerías de perforación, anclas, etc., así como la estiba segura de tubulares de perforación y cañerías de revestimiento sobre caballetes. Asimismo, debe contar con energía eléctrica y suficiente iluminación para permitir las operaciones nocturnas.

Además, deberá tener oficinas equipadas para el control del movimiento de materiales. Equipos de radiocomunicaciones para el contacto permanente con el equipo de perforación, buques de apoyo y helicópteros. Por lo tanto, se deberá contar con equipos de comunicación marinos y aeronáuticos. El transporte del personal, para los cambios de turno, se hace desde la misma área elegida para la base de operaciones o de otra, según se utilicen para su transporte helicópteros, los mismos buques de apoyo a botes para transporte de personal (*crew boats*). En cualquier caso, se deberá contar con personal para la coordinación de su atención, seguro desplazamiento en el área y embarque en el medio elegido para su transporte.

Finalmente, se necesitan galpones para el resguardo de materiales que por su valor o calidad no pueden quedar expuestos en el exterior. El personal de la base está normalmente a cargo de un Gerente (*Offshore Installation Manager*), que se encuentra al mando de las operaciones en representación del contratista y a órdenes del operador.

Cooperan con él un especialista en materiales de perforación, un encargado del depósito de materiales, operadores de radio y personal administrativo.

Buques de apoyo

Son buques especialmente diseñados para el apoyo logístico de las equipos de perforación, de gran capacidad de maniobra, con amplias áreas de carga para recibir estibados sobre cubierta, los tubulares utilizados en los trabajos de perforación, capacidad para el transporte y manipuleo de pulverulentos, agua potable, agua industrial y combustible.

Pueden estar equipados con sistemas de remolque o manipuleo de anclas.

Dado que, de acuerdo a disposiciones de seguridad, deben permanecer al costado del equipo de perforación o en sus inmediaciones, en función de las

condiciones meteorológicas y al estado de oleaje del mar, para su auxilio en caso de emergencia y traslado del personal, tienen que contar con capacidad para recibirlo. Puesto que un buque debe permanecer siempre cerca de la plataforma, toda operación requiere disponer de dos unidades.

Transporte de las plataformas al área de operaciones

Los transportes en cortas distancias pueden hacerse en remolque. Para largas distancias, esto es riesgoso y ocasiona grandes gastos operativos y numerosos accidentes, sobre todo en el caso del transporte de las plataformas autoelevables, a las que en este caso, cuando son de gran porte, se les deben cortar los tramos superiores de las patas para obtener una mejor estabilidad.

Actualmente, los transportes de casi todos los equipos se realizan por medio de buques especialmente diseñados a ese efecto. Estos son buques de gran tamaño, semisumergibles, que se inundan mediante el agregado de lastre. En su cubierta principal, se prepara una cama, similar a la de apoyo en un dique seco, sobre la que se ubica la plataforma a transportar.

Una vez fondeado el buque en el lugar en que se va efectuar la maniobra, se sumerge hasta que sobre su cubierta principal quede una altura de agua superior al calado de la plataforma. Luego, con el auxilio de remolcadores, se posiciona la plataforma sobre la cubierta, se obtiene la ubicación final mediante la utilización de guinches propios del buque, y se ajusta la posición por balizas indicadoras firmes sobre la cubierta y señales pintadas en el casco de la plataforma.

Luego se eleva el buque arrojando el lastre y, finalmente, se asegura la plataforma sobre cubierta mediante soldadura eléctrica y el agregado de refuerzos, también soldados.

Este sistema ha modificado la velocidad del transporte de tres a siete nudos (5,5 km por hora a 13 km por hora), que era la velocidad de remolque a flote, a doce o catorce nudos (22 a 26 km por hora) que es la velocidad que estos buques desarrollan. Se consiguió una importante reducción de costos y una mayor seguridad en el transporte. Para la descarga se siguen los mismos pasos, pero al revés. Una vez ubicada la plataforma en el área de operaciones los traslados entre locaciones se efectúan por medio de los buques de apoyo.

Aunque algunas plataformas tienen propulsión propia, en general, esta se utiliza en la mayoría de los casos como auxiliar del transporte. Los buques perforadores tienen en cambio propulsión propia, lo que representa una ventaja sobre las unidades semisumergibles.

Ubicación del equipo en las locaciones

Como vimos, las locaciones generalmente se balizan mediante boyas que indican su centro.

La orientación del equipo se determina de acuerdo a la dirección de los vientos y corrientes predominantes, de tal manera que ejerzan el menor esfuerzo posible sobre el equipo y faciliten la maniobra de atraque y permanencia de los buques de apoyo al lado de la plataforma durante los trabajos de carga y descarga.

La ubicación de los equipos, durante la navegación y en la locación se obtiene mediante el uso de equipos posicionadores controlados electrónicamente.



En el caso de plataformas autoelevables, una vez ubicadas sobre la locación, se bajan las patas hasta que tomen contacto con el fondo marino. Una vez apoyada la plataforma sobre el fondo, se realiza una maniobra denominada *de precarga* mediante la que se obtiene la máxima penetración de las patas en el fondo.

Luego de que se obtiene la máxima penetración de todas las patas, se procede a elevar la plataforma a su nivel operativo.

Para sacar la plataforma de la locación, se baja el casco al agua y se levantan las patas hasta que se despegan del fondo. Para el caso en que por una gran penetración en el fondo marino, las patas no despegaran, se utiliza un sistema de agua a presión que sale por boquillas distribuidas a lo largo de las patas y que es accionada, generalmente, por las bombas de la unidad de cementación.

En el caso del posicionamiento de buques o plataformas semisumergibles de perforación, se utiliza un sistema de fondeo basado en la premisa de que mantendrá a los equipos dentro de los límites de una precisa y prefijada tolerancia.

Para el caso de plataformas con anclas, se proyecta un campo de distribución de las anclas que presente al equipo en la mejor posición para su operación en relación con la dirección de las fuerzas de viento y corrientes.

Las unidades autopositionadas regulan su posición mediante las órdenes enviadas a los motores transversales (*thrusters*) con referencia a un punto fijo, en el fondo marino, en tierra o satélite estacionario.

Buceo

Las operaciones de buceo, como trabajo de apoyo al buque o plataforma de perforación, deben dividirse en trabajos por buzos (aproximadamente hasta doscientos metros), y los de gran profundidad.

Los trabajos de poca profundidad están casi todos relacionados con las maniobras de fondeo de mantenimiento del casco del equipo o perforaciones hasta esa profundidad.

Los trabajos de buceo a mayores profundidades requieren técnicas y equipos especiales.

En general, los trabajos de buceo a gran profundidad se llevan a cabo por los ROV (*Remote Control Vehicles*) con los que se pueden realizar múltiples trabajos, como operación de aperturas y cierres de válvulas, filmación del fondo marino, observación de influjos someros, con lo que se eliminan los riesgos de accidentes, y con un amplio radio de maniobra.

Lo que viene: equipo submarino para exploración en ambientes rigurosos

La perforación convencional en el mar tal como ha sido descripta, se efectúa invariablemente con el equipo de perforación por encima del nivel del agua; no obstante ello, la compañía noruega Seabed Rig AS se encuentra desarrollando un equipo de perforación robotizado submarino destinado a la exploración en ambientes rigurosos como el del Ártico o a la perforación en aguas ultraprofundas, siendo apto para perforar apoyado en el lecho del mar y sin personal in situ, el cual se encuentra (año 2011) en la Fase Tres (prueba submarina).

El equipo está provisto de un sistema robotizado de perforación programable, comandado a distancia (desde un barco o desde tierra) por una interfase

3D interactiva, *software* para cuyo desarrollo Seabed Rig SA contó con la ayuda de la NASA y del Departamento de Defensa de los Estados Unidos.

Los operadores humanos solo necesitan tomar el control para elegir una conexión de la columna perforadora, levantar una barra de sondeo caída o cualquier otro problema que los robots actuales no pueden manejar.

El equipo trabaja encapsulado en un sistema de presión compensada que asegura un comportamiento amigable con el medio ambiente y está diseñado en módulos cuyas dimensiones pueden ser transportadas, manipuladas y posicionadas en el lecho marino por un barco de apoyo (*Supply Vessel*), al cual el equipo de perforación submarino quedará ligado durante la perforación por un conducto umbilical que lo provee de potencia, comando y el lodo de perforación.



Terminación de pozos para explotación de hidrocarburos

Una vez que se ha concluido la perforación de un pozo, se lo debe acondicionar para que produzca hidrocarburos. Es materia de opiniones cuándo concluye la etapa de perforación y cuándo comienza la de terminación. Se sostiene que, en realidad, la etapa de terminación se inicia cuando se toca la capa productiva durante la perforación, ya que de ahí en más, deben tenerse en cuenta todos los recaudos necesarios para una óptima explotación de los hidrocarburos. Esta posición tiene cierta razonabilidad, ya que hasta que no se llega a la zona productiva, lo importante es la rapidez de avance para reducir costos y a partir de ese punto, la prioridad es la preservación del potencial productivo de las formaciones que contienen los hidrocarburos.

Sin embargo, desde un punto de vista práctico, las operaciones del equipo perforador concluyen con la entubación y cementación de la última cañería de revestimiento y a partir de ese momento, en la mayoría de los casos, se retira el equipo perforador y para las tareas siguientes se monta un equipo más pequeño y económico.

El hecho de cambiar de equipo y de cambiar también el grupo de personas que van a realizar la operación determina que se asocie el fin de la perforación al fin de las tareas del equipo perforador, y que a partir del momento en que se monta el de terminación, comience esta etapa de la operación. Este concepto es generalmente aceptado y, por lo tanto, es el que asumiremos.

Si bien los equipos que hacen la terminación son también destinados a tareas de reparación de pozos (*workover*), ambas tareas tienen puntos en común, pero son básicamente diferentes. La terminación es el conjunto de operaciones que se realiza para determinar la capacidad productiva de un pozo nuevo y dejarlo en producción. En el caso de la reparación o intervención, se trata de un pozo que ya estuvo en producción y en el cual se opera para volver a hacer económicamente productiva una capa, abrir nuevas zonas o reparar equipamiento del pozo dañado.

En una terminación, las operaciones que se llevan a cabo son esencialmente las siguientes:

- Circular para limpiar el pozo y desplazar el fluido de perforación con el de terminación.
- Asegurar el tránsito sin problemas en todo el pozo hasta la capa más

profunda de interés. En caso de ser necesario, perforar cemento para tener fondo.

- Efectuar los registros electrónicos para determinar la extensión y calidad del anillo de cemento realizado en la cementación primaria y la localización exacta de las capas productivas (perfiles neutrón, rayos gama, etcétera).
- Abrir la o las capas que se quieren poner en producción en esta etapa (punzado).
- Realizar ensayo de la o las capas abiertas para determinar la cantidad y calidad de los hidrocarburos.
- De acuerdo a los resultados, analizar si es necesario efectuar reparaciones, por ejemplo, cementaciones auxiliares, aislar capas, etc., o si hay que hacer estimulaciones, como ser fracturas, acidificaciones, etcétera.
- Dejar abiertas y en condiciones de fluencia aquellas capas que han mostrado ser económicamente explotables.
- Instalar el equipamiento de producción en el interior del pozo según los esquemas planeados y acondicionar la boca del pozo. Dejar el pozo produciendo hidrocarburos o en condiciones de producir cuando se lo conecte a la batería o planta de tratamiento.

El tiempo de duración de una operación de terminación es muy variable, dependiendo de la cantidad de capas a investigar y de su comportamiento al ser ensayadas. Este tiempo no depende necesariamente de la profundidad del pozo. En un pozo profundo, pero con una sola zona productiva y si además no es preciso efectuar estimulaciones, la terminación puede ser rápida; en cambio, en pozos poco profundos, pero con gran cantidad de capas a ensayar, la duración de la terminación puede ser mayor que la de la perforación misma.

Respecto a su costo, también puede ser muy variable. Dicho costo puede incrementarse, por ejemplo, si se realizan tratamientos o fracturas para estimular la producción. En particular en los yacimientos no convencionales, estas operaciones pueden tener una muy alta incidencia. En los pozos horizontales con *Casing* cementado frente a la capa productiva, el costo de punzado puede ser muy alto debido a su extensa longitud.

Equipos para la terminación de los pozos

Un factor importante, y a veces clave del éxito de una terminación, es la elección del equipo que la llevará a cabo. Por lo general, los equipos destinados a la terminación de los pozos son también los que se utilizan en tareas de reparación. La variedad de estos equipos es muy grande y está normalmente asociada con la profundidad del pozo y la dificultad de las operaciones a realizar.

Una de las primeras alternativas al encarar la terminación de un pozo es si se continúa con el equipo de perforación o si se cambia por uno de terminación. En general convendrá cambiar de equipo debido a las siguientes razones:

- El costo de un equipo de perforación es mayor que el de uno de terminación. Normalmente el costo adicional de la movilización y desmovilización de un equipo de terminación queda ampliamente cubierto por su menor costo.

- La cuadrilla de perforación no está entrenada para operaciones de terminación y, por lo tanto, se pueden producir pérdidas de tiempo.
- Utilizar un equipo pesado para manipular tuberías de pequeño diámetro demandará mayor tiempo que el que tardaría un equipo más liviano y ágil.
- Los casos que pueden justificar el uso del mismo equipo de perforación para la terminación son, por ejemplo, en pozos de exploración alejados, donde movilizar un segundo equipo puede ser gravoso o en plataformas *offshore*.

Selección del equipo

Básicamente el criterio para elegir un equipo de terminación es adoptar el que tenga la capacidad necesaria al menor costo operativo posible.

En general, se suele identificar la capacidad de un equipo en términos de la profundidad a que puede llegar con un determinado diámetro de *tubing*, normalmente como referencia 2 ⁷/₈ pulg. Sin embargo, la capacidad del equipo depende de cierta cantidad de factores como ser: capacidad de carga del mástil, capacidad de frenado y potencia disponible en el cuadro.

Terminaciones sin equipo o *Rig Less*

Existe una forma de completar los pozos que es sin equipo, entiéndase sin equipos de *workover* o de perforación. En general, son pozos de gas que no requieren bajar *tubing* ni equipamientos de fondo y que sólo se los punza, estimula, ensaya y ponen en producción.

Todo elemento que deba ser bajado al pozo, como tapones, fresas, *jets*, se lo hace con un quipo de cable o bien con unidades de *Coiled Tubing* (UTC).

La unidad de *Coiled Tubing* es una cañería de diámetro pequeño, flexible y de gran resistencia que viene arrollada a un gran carretel que tiene la propiedad de conectar el fondo del pozo con la superficie y bombear fluidos a través de él que es lo que lo diferencia con las unidades de cable o *Wireline*.

Tipos de terminaciones

Si bien hay diferentes tipos de terminaciones, algunas veremos a continuación. La terminación más común es con una cañería completa que cubra la zona productiva cementada y luego punzada para producir la afluencia del hidrocarburo.

1. Terminación a pozo abierto

Para las terminaciones a pozo abierto se entuba la cañería final hasta un nivel inmediatamente arriba de la zona de interés y antes de perforar esta zona. Luego se perfora el intervalo productivo, y el pozo queda de esta forma para su producción.

Ventajas:

- Se puede controlar la densidad y, en general, las características del lodo en el intervalo de interés.
- Se evita el punzamiento, lo que significa un ahorro en la operación.
- No se requieren los perfiles a pozo entubado.



- Se tiene una mayor superficie de exposición de la zona productiva.
- Se facilita la operación de profundizar el pozo en el futuro si se decide hacerlo.
- Es sencillo colocar un *liner*, ya sea filtro o para punzar si esto fuera necesario más adelante.

Desventajas:

- Es difícil controlar producciones excesivas de gas o agua.
- El intervalo productivo no puede tratarse selectivamente en operaciones de estimulación.
- En formaciones no bien consolidadas puede producirse desmoronamiento de la formación al pozo.
- La sección productiva abierta puede requerir tratamientos frecuentes de limpieza si se trata de arenas poco consolidadas.

2. Terminación con cañería completa y punzado

Se entuba una cañería final que cubre incluso la zona productiva, se cementa ese intervalo y luego se pueden punzar selectivamente las secciones necesarias. Este es el caso de terminación más común.

Ventajas:

- Es más sencilla la prevención y control de un aporte excesivo de fluidos de las formaciones.
- Se pueden hacer estimulaciones selectivas.
- Se impide o restringe el aporte de arena, pero al mismo tiempo facilita la aplicación de técnicas especiales de control de arena.
- Se adapta a diferentes configuraciones de terminación.

Desventajas:

- La operación de punzamiento es un costo importante.
- Se deben correr perfiles a pozo entubado para ubicar las zonas a abrir.
- Se puede producir un mayor daño a la formación en el intervalo productivo debido a la cementación.

3. Terminaciones múltiples

Cuando hay varias zonas o capas a producir en un mismo pozo, existen básicamente tres alternativas de terminación:

- Producción conjunta de todas las zonas: en áreas donde no existen problemas de interferencia entre las diversas capas a producir, sus presiones y calidades son compatibles, varias capas pueden fluir simultáneamente por el mismo *tubing*.
- Producción de una sola zona por vez: se produce una sola capa, comenzando por la más profunda y siguiendo hacia arriba con las superiores, taponando la que dejó de producir. Este sistema presenta el importante inconveniente de prolongar la amortización (*payout*) del pozo.
- Terminaciones múltiples: estos sistemas permiten producir dos o tres capas al mismo tiempo, cada una de ellas por un *tubing* separado. Los factores que influyen en la selección de una terminación múltiple son:
 - Una producción total más alta.
 - Una más rápida amortización del pozo.
 - Producir separadamente fluidos de diferente composición o diferentes presiones porales.

4. Terminación dual paralela

En este tipo de terminación, cada zona fluye por un *tubing* separado y se utilizan dos *packers* o retenedores, de los que hablaremos más adelante. El sistema es ventajoso técnicamente ya que permite asistencia y tratamientos selectivos de cada zona. También se adapta para la aplicación de técnicas especiales de control de arena.

La principal desventaja es su alto costo inicial. Asimismo, las operaciones de reparación que requieren remover el equipamiento de producción existente pueden ser costosas.

5. Terminación triple

El sistema de terminación requiere en este caso tres columnas de *tubing* para producir tres diferentes zonas y tres *packers*. Una variante es mediante dos *tubing*, dos *packers* y haciendo producir una tercera capa por el espacio anular. Sin embargo, de esta forma se expone el *Casing* a presiones y a corrosión, lo que no es recomendable. La terminación triple es costosa y no es sencilla para instalar.

6. Terminaciones de diámetro reducido

La terminación de diámetro reducido, que introduce una variante diferente, es la denominada *tubingless*. Consiste en eliminar el *Casing* frente a las zonas de interés y cementar directamente el *tubing*.

La utilización del *tubing* como cañería única representa un menor costo en tuberías. Por otra parte, al reducirse el diámetro, también puede reducirse el diámetro de perforación y, por lo tanto, habrá un menor volumen y costo de lodo.

También puede hacerse terminación dual o triple en *tubingless* con dos o tres columnas independientes de *tubing* y efectuando punzamientos dirigidos cuando exista otra columna paralela a la que se quiere punzar.

El *tubing*

Un elemento fundamental en la terminación y luego en la producción de los pozos es el *tubing*. Es una cañería que se baja al pozo interiormente al *Casing* y que a diferencia de este, posee movilidad dentro del pozo, puede removerse o cambiarse cuando sea necesario. Una columna de *tubing* está formada por piezas tubulares de acero conectadas mediante uniones rosca-das. Estos tubos se producen en diferentes diámetros, longitudes, calidad de acero, espesor de pared y tipo de conexión.

La tabla de la página siguiente, indica algunas características de estas cañerías.

En las operaciones de terminación, el *tubing* es la columna que se utiliza para todas las maniobras de limpieza y ensayo del pozo e incluso para perforar tapones de cemento. Durante la etapa de producción del pozo, el *tubing*, con la usual adición de un retenedor o *packer*, es el encargado de conducir el hidrocarburo desde la formación hasta la superficie, por lo que se constituye en la real cañería de conducción.

Los *packers*

Básicamente un retenedor o *packer* es una herramienta para terminación y producción que provee un sello entre el *Casing* y el *tubing*, e impide que los

Diámetro (pulg.)	Peso unitario (libras/pie)	Grado (calidad)
1,315	1,68 lb/ft a 2,17 lb/ft	H40
1,660	2,05 lb/ft a 3,00 lb/ft	J55
1,9	3,18 lb/ft a 4,42 lb/ft	N80
2 3/8	3,94 lb/ft a 7,32 lb/ft	L80
2 7/8	6,17 lb/ft a 11,45 lb/ft	C90
3 1/2	6,05 lb/ft a 16,83 lb/ft	T95
4	7,74 lb/ft a 22,11 lb/ft	P110
4 1/2	9,41 lb/ft a 26,06 lb/ft	

Características del tubing.

fluidos pasen de un cierto punto al espacio anular entre el *tubing* y el *Casing* y el flujo se derive de la formación al *tubing* o del *tubing* a la formación.

Los *packers* pueden ser recuperables o perforables. Los primeros se bajan con el *tubing*, se fijan en la profundidad deseada, luego se desclavan y se levantan o se bajan siguiendo el programa de terminación trazado, mientras que los segundos se pueden bajar con el *tubing* o preferentemente con cable y quedan fijados en una determinada profundidad en forma permanente. El *tubing* se conecta con el *packer* por medio de un *niple* de anclaje (*stinger*) que se introduce en el *packer* y simultáneamente abre una charnela de la cual está provisto el *packer* y que actúa como válvula de retención cada vez que se levanta el *tubing* y se extrae el *niple* de anclaje del *packer* y queda el pozo cerrado. Este *packer* es utilizado generalmente en pozos de alta presión.

Con excepción del *Casing* y los tubulares, el *packer* es probablemente la pieza más importante que se baja a un pozo. Frecuentemente, su *performance* será determinante en factores tales como la seguridad, la preservación de las capas y la producción. En muchos casos, es la clave para el éxito y para una intervención económica.

Debido al ambiente hostil en el cual los *packers* deben operar, todos sus componentes deben ser durables, adaptables y compatibles. Aunque se ofrecen una gran variedad de *packers* para diversas aplicaciones, hay partes básicas comunes a todos.

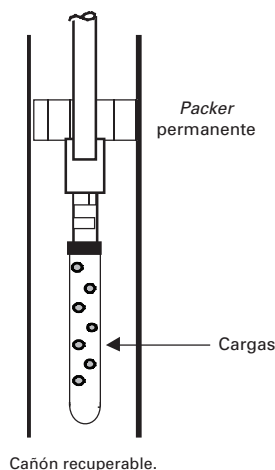
Los elementos empaquetadores de los *packers* están fabricados de varios compuestos de goma sintética con distinta dureza.

Punzamiento

El objetivo del punzado es abrir orificios al nivel de la capa que se quiere poner en producción, los cuales deben atravesar el *Casing*, el cemento y pene-



Packer (Gentileza: Texproil).



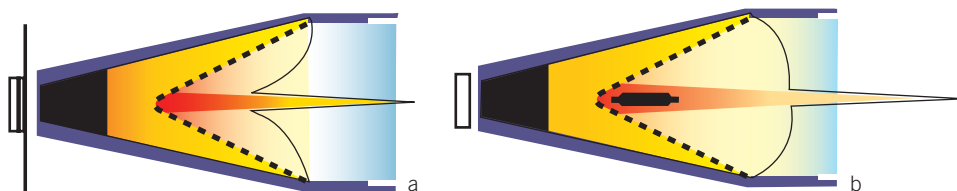
trar en la formación. La efectividad del punzado radica en abrir un conducto que ponga en contacto la zona permeable de la formación con el interior del *Casing* sin producir daños u obstrucciones que impidan o dificulten el flujo del hidrocarburo. Existen dos métodos de producir esta comunicación: cargas moldeadas o balas y métodos abrasivos o corrosivos. Nos referiremos solo al primer caso por ser el de amplia utilización.

Las consideraciones más importantes en el punzamiento son su longitud, el ángulo del disparo, la densidad del punzado, el diámetro de la entrada del orificio y la eficiencia del flujo a través del punzado. Un adecuado diseño del punzamiento requiere una programación que tenga en cuenta parámetros tales como el fluido presente, el grado de desbalance, punzar con cargas a través del *tubing* o del *Casing*, cargas incorporadas al *tubing* (*TCP*, *Tubing Conveyed Perforating*) y huelgo de las cargas con respecto al interior de la cañería.

El punzamiento (con la excepción del *TCP*) se realiza bajando, efectuando el disparo y luego sacando los cañones del pozo por medio del cable de los camiones de perfilaje.

Las cargas moldeadas son las más usadas para el punzado. Esta carga perfora por la propagación explosiva de una onda de presión frontal desde el cono metálico de la carga a través de las salidas del cañón y luego de la pared del *Casing*, del cemento y en la formación. El metal del cono se deforma bajo la alta presión y provee una masa que hace a la carga más eficiente. La penetración es el resultado de la masa fluidificada del cono y la cantidad de energía creada por la carga. La longitud de la perforación es función directa del diseño de la carga moldeada (por ejemplo, la forma del cono y el tamaño de la carga), la resistencia compresiva de la formación y, en menor medida, del peso de explosivo.

La detonación de una carga moldeada se muestra esquemáticamente en las figuras a y b. La presión generada durante la ignición de la carga alcanza un máximo de aproximadamente 2 a 4 millones de lb/pulg² (130.000 a 250.000 kg/cm²). La porción delantera de la corriente fluidificada tiene una velocidad de aproximadamente 20.000 a 30.000 pies/seg (6.100 a 9.100 m/seg).



Carga moldeada:

a) La onda frontal colapsa el cono.

b) La onda frontal en su avance forma el chorro. La superficie exterior del cono forma una "zanahoria" que se desplaza con la corriente del chorro.

El comportamiento del punzado depende del diseño básico del equipo y del tipo, tamaño y condiciones del portador de las cargas (cañón). La distancia entre las cargas y la pared del *Casing* debe estar en una posición óptima, lo que usualmente se consigue utilizando el cañón más grande que pueda bajarse al pozo con seguridad. Para las cargas moldeadas existen dos tipos de portadores de las cargas: 1) el cañón recuperable y 2) el portador destructible o semidestructible.

Los cañones que portan las cargas son tubos que las contienen y pueden

bajarse con cable o con el *tubing*. El tamaño de las cargas puede ser para bajar por el interior del *tubing*, típicamente de 1 ¹¹/₁₆ pulgadas o 2 ¹/₈ pulgadas, o para bajar por el *Casing*, que pueden llegar a 4 pulgadas o mayores. Algunos de los cañones de mayor tamaño son recuperables y tienen tapones sobre las cargas, otros son descartables. Los tapones en los cañones recuperables son generalmente roscados con una parte central más delgada, están hechos de un material fácil de penetrar como aluminio o acero dulce. Una vez extraídos del pozo, se los recarga y se colocan nuevos tapones.

Punzamiento con cargas portadas por el *tubing*

Este sistema utiliza cargas para perforar en *Casing* colocadas en la parte inferior de la columna de *tubing*, como cola de este, y con un *packer* por encima de las cargas. El *packer*, que puede ser permanente o recuperable, se fija antes de disparar las cargas. El sistema presenta las ventajas de poder utilizar cargas de mayor tamaño y, por ende, de mayor penetración con el *tubing* ya ubicado y, a diferencia del punzado, con cable para poder orientar las cargas en caso de ser necesario. Además, se ahorra tiempo, ya que se realiza una sola carrera para bajar el *tubing* y punzar.

La ignición de las cargas se hace por medio de una barra sólida de acero que impacta sobre el detonador, con una línea eléctrica, con una línea de alambre o mediante nivel de presión.

Punzamiento bajo balance

El punzamiento bajo balance significa que al momento de efectuar el punzado, la presión en el interior del *tubing* es menor a la presión de la formación. Este método se considera como uno de los mejores para producir el menor daño a la formación, ya que la presión diferencial favorable a la formación ayuda a remover los detritos mismos del punzado, además de provocar un flujo inmediato desde la formación hacia el pozo, en lugar de una invasión del fluido que llena el pozo sobre la formación.

Una limitación a esta técnica está dada por la estabilidad de la formación, ya que en las poco consolidadas podría producirse su colapso.

Para producir el desbalance de presiones, usualmente se recurre a bajar el nivel de fluido dentro del *tubing*. Dado que en este sistema se producirá necesariamente una entrada del fluido de formación al pozo, para ponerlo en práctica es necesario tomar todos los recaudos de seguridad que eviten una surgencia descontrolada.

Equipamiento de control de superficie

En todos los casos de punzamiento, es imprescindible utilizar un equipamiento en superficie que evite la posibilidad de tener una surgencia. Para el caso más común de punzado con cable, se usa un lubricador convencional, el cual se coloca en el extremo superior del pozo y permite empaquetar sobre el cable en caso de presurizarse el sistema, lo que, además, posibilita alojar el cañón y elementos de registro que se bajarán al pozo.

Una trampa para herramienta (*tool trap*) se coloca en la parte inferior del lubricador como un elemento de seguridad adicional.

Fluidos para terminación y reparación de pozos

Es un hecho comprobado por los especialistas de minería, que muchos pozos producen menos de lo que deberían producir si se toma en cuenta su potencial. Esto ocurre debido a una especie de película que se genera en la pared del pozo y que reduce la permeabilidad de la formación y que es el resultado de una contaminación de partículas de la inyección usada en el pozo o del líquido filtrado. Esta zona alterada no ocupa usualmente más que una pequeña distancia, pero es suficiente para producir una reducción apreciable del flujo.

Este fenómeno de taponamiento de la formación puede producirse por varias causas durante el tiempo en que el pozo se perfora y termina. Las principales son:

- Fenómenos capilares debido al muy pequeño tamaño de los conductos porales.
- Arcillas de formación que pueden hidratarse y reducir los conductos porales.
- Sólidos de la inyección que penetren en la formación.
- Arenas no consolidadas que pueden taponar el pozo.
- Daño producido durante la cementación por invasión del agua de la lechada.
- Daño ocasionado por la grasa utilizada en las roscas de los tubulares.

Lo expuesto advierte sobre la necesidad de utilizar un fluido que no produzca daño cuando se efectúa el punzamiento.

Algunos tipos de fluidos de terminación y reparación

De base agua con sólidos orgánicos solubles en petróleo

Algunos tipos de fluidos para terminación y reparación utilizan como sólidos protectores partículas orgánicas que son solubles en petróleo, tales como ceras y resinas. En algunos de estos fluidos, las partículas son deformables a temperaturas relativamente bajas, lo que hace que actúen, además, como agentes para el control de filtrado. Estos sistemas operan con su mayor efectividad a temperaturas de entre 65 °C y 95 °C. Las partículas se vuelven demasiado rígidas por debajo de 65 °C y demasiado blandas por encima de 95 °C.

Otro sistema puede armarse con partículas de resina termoplásticas y permite filtrado de 7 c.c. API sin necesidad de otros agregados, pero este control se pierde si la permeabilidad de la formación es mayor de 900 milidarcys. Por otra parte, este tipo de fluido presenta la ventaja de ser estable para todo tipo de salmueras hasta saturadas.

Sistemas biodegradables y solubles en ácido

En estos sistemas se usa comúnmente carbonato de calcio como sólido protector, ya que es soluble en ácido, y se lo puede obtener en un amplio rango de tamaño de partículas, desde varios milímetros hasta centésimas de micrón. Además, su uso no está restringido por la temperatura del pozo, cualquiera que sea.

La suspensión de carbonato en agua, en tamaño adecuado, puede usarse en trabajos de corta duración; sin embargo, en la mayoría de los casos es necesario adicionar polímeros para controlar el filtrado y dar capacidad de acarreo. Los polímeros más utilizados son la carboximetilcelulosa (CMC),

la goma xantánica, la goma guar, y los derivados del almidón y el HEC. Para aquellos casos en que se requiere alta capacidad de acarreo y buen poder de suspensión, es mejor usar la goma xantánica.

Fluidos con sólidos solubles en agua

Una forma de mantener un sólido protector en un fluido de terminación es utilizar partículas de cloruro de sodio del tamaño adecuado que se agregan a una salmuera saturada. El cloruro de sodio actúa en este caso también como densificante para que las partículas de sal se suspendan con un polímero y un dispersante. Se pueden alcanzar pesos específicos de hasta 1600 g/litro. Un aspecto a verificar es la compatibilidad de estos fluidos con los materiales que se utilicen en el pozo.

Cuando el pozo se pone en producción, el agua de formación disuelve las partículas de sal, o también se puede efectuar un lavado con agua no saturada. Este tipo de fluido puede ser especialmente adecuado para pozos inyectores de agua.

Emulsión de hidrocarburo en agua para punzamiento

Es de suma importancia que un fluido que no produzca daño se sitúe frente a la zona que se quiere punzar. Un fluido que sirve a este propósito es el constituido por una emulsión de hidrocarburos en agua salada, lo que hace que esté libre de sólidos. Una composición típica es 40% de hidrocarburo, que puede ser querosén, tetracloruro de carbono o mezclas de ambos, emulsionado en salmuera de cloruro de sodio o cloruro de calcio. La densidad, que puede regularse con las cantidades relativas de querosén y tetracloruro de carbono, puede llevarse a un máximo de 1500 g/litro. Esta emulsión es suficientemente estable durante un período de aproximadamente 24 horas.

Para abaratar el costo, se coloca solamente un colchón de esta emulsión frente a la zona a punzar. Por lo tanto, su peso específico debe regularse con respecto a otros existentes en el pozo, para que el colchón permanezca en el lugar requerido.

Fluidos de base hidrocarburo

En muchas operaciones de terminación y reparación es común usar petróleo nativo estabilizado, ya que tiene la ventaja de ser más barato y estar disponible en las cercanías. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que los crudos contienen muchas impurezas que pueden causar daño a la formación, por lo tanto, no se debe usar si se prevé que una cantidad apreciable de crudo puede invadir la zona productiva.

También puede usarse una emulsión inversa con determinadas condiciones reológicas y de control de filtrado y que se puede formular de modo de que sea degradable.

La base de hidrocarburo puede ser el petróleo nativo.

Fluidos para *packers*

Cuando se efectúa la terminación de un pozo, es común, como explicamos antes, fijar un retenedor que aísla el espacio anular entre *tubing* y *Casing*, por encima de la capa punzada.

El espacio anular entre el *packer* y la boca de pozo queda lleno con un flui-

do que protege ese espacio y ayuda a equilibrar las presiones a ambos lados del *packer*. Normalmente, durante las operaciones de terminación se utiliza el mismo fluido en sus maniobras. Cuando el pozo queda en producción, se suele utilizar un fluido especial llamado *fluido para packer*. Este fluido para *packer* deberá permanecer en su lugar hasta que se produzca alguna intervención en el pozo, lo que significa un plazo de meses o de años. Debido a esto, es necesario que reúna algunas características especiales:

- Debe ser estable, de manera que los sólidos no decanten con el tiempo sobre el retenedor.
- Químicamente estable bajo las condiciones de temperatura y presión imperantes en el fondo del pozo, de forma que pueda circularse fácilmente cuando se requiera.
- No debe ser corrosivo y proteger las superficies de metal de las cañerías de la corrosión que pudieran provocar fluidos que, a su vez, pudieran entrar a ese espacio.
- No debe dañar la formación, ya que en alguna futura reparación del pozo, que obligue a liberar el *packer*, este fluido entrará en contacto con ella.

Operaciones correctivas

Luego de efectuado el calibrado y la limpieza del pozo y de los perfiles de CBL-VDL (*Cement Bond Log*), puede surgir la necesidad de tener que llevar a cabo operaciones para reparar o corregir fallas producidas durante la perforación del pozo.

El CBL es un perfil sónico que permite determinar la calidad del anillo de cemento realizado durante la cementación primaria en la etapa de perforación.

Una de las fallas comunes puede ser una mala aislación por un anillo de cemento incompleto o canalizado que signifique un riesgo de comunicación entre las distintas capas. Otra, durante las operaciones mismas de terminación, la necesidad de sellar formaciones con contenidos de fluidos indeseables, por ejemplo agua salada. En estos casos se requiere efectuar cementaciones auxiliares.

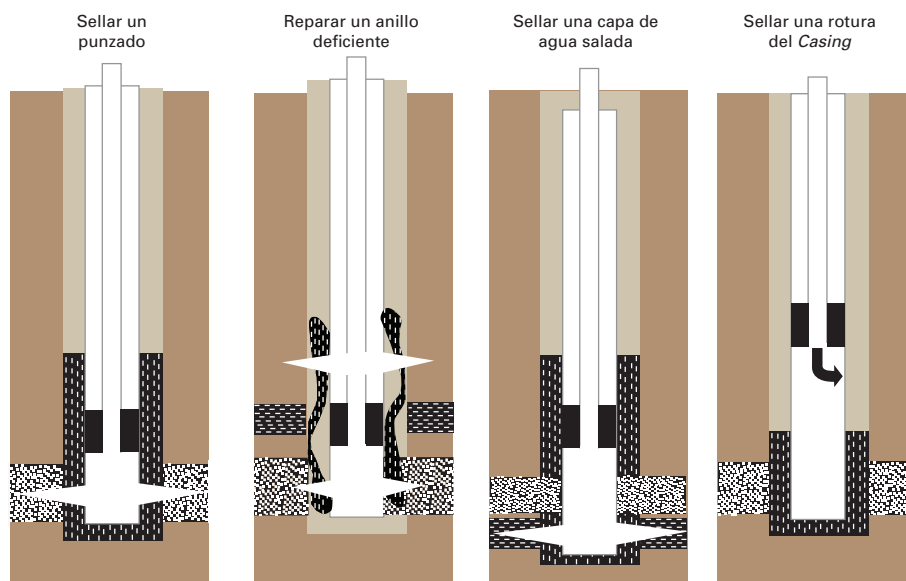
Cementaciones auxiliares

Las cementaciones auxiliares o cementaciones a presión consisten en la aplicación de presión hidráulica para poder introducir o forzar una lechada de cemento en una zona que ha quedado sin cementar. Estas fallas pueden deberse a:

- Que el cielo de cemento no haya alcanzado la altura programada.
- La canalización del cemento a través del lodo de perforación.
- Una rotura en el *Casing*.
- Un deterioro del anillo de cemento en alguna zona debido a contaminación.

Objetivos de una cementación a presión:

- Reparar una cementación primaria.
- Corregir problemas de pozo.
- Mejorar problemas de producción.
- Sellar una zona que produce fluidos indeseables.



Distintas aplicaciones de la cementación a presión.

Técnicas operativas para cementaciones auxiliares

- **Cementación a presión simple:** consiste simplemente en bombear la lechada con incremento de la presión hasta el cierre. Es simple de ejecutar y es posible solo si hay fluidos limpios en el pozo. Por otra parte, no siempre la presión final indica una operación exitosa.
- **Cementación a presión entre punzados:** cuando se comprueba la comunicación entre dos punzados debida a la canalización del cemento entre columnas.
- **Método de hesitación:** puede usarse en cualquier caso. Se bombea a intervalos con períodos sin bombeo. Es el método de mejor resultado.
- **Tapones de cemento:** en algunos casos se hace necesario cementar tramos del pozo, pero sin que se requiera cementar a presión, por ejemplo para aislar una formación inferior y poder actuar sobre una superior, ya sea ensayo o algún tipo de estimulación.

También es necesario cementar en el caso de abandonar un pozo por improductivo o por haber agotado su producción para dejarlo completamente sellado con seguridad. En este caso se denominan *tapones de abandono*.

En estos casos se hace un tapón de cemento, el cual consiste en colocar un volumen calculado de lechada de cemento entre dos profundidades establecidas. Estos tapones pueden hacerse ya sea en pozo abierto o dentro del *Casing*.

Glosario técnico

Aparejo: conjunto de poleas fijas en la corona y de poleas móviles, unidas por un cable de perforación, destinado a sostener, bajar y levantar las cargas durante las operaciones del equipo perforador.

Barril: medida volumétrica usada para el petróleo (1 m³ equivale a 6,29 barriles).

BOP (*Blow Out Preventer*): conjunto de válvulas de control instaladas en la boca del pozo, que pueden cerrarse aun con la columna de perforación dentro del pozo, con el fin de controlar urgencias imprevistas.

Columna perforadora: constituida por elementos tubulares de acero que conectan el equipo perforador con el trépano, y, a su vez, conducen el fluido de perforación hasta él.

Cuadro de maniobras: parte del equipo perforador que tiene como funciones principales transmitir la potencia de los motores a la columna de perforación mediante una mesa rotatoria que acciona el vástago de perforación y, mediante el cable y el conjunto corona-aparejo, permite levantar o bajar la columna de perforación.

Jeteo: acción de erosión por chorro.

Locación: espacio amplio de terreno preparado para la instalación de los distintos componentes del equipo perforador.

Lodo: fluido llamado en nuestro país *barro de perforación* o *inyección*. Su misión es llenar el pozo y circular desde y hacia la superficie, bajando por el interior de la columna perforadora y subiendo por el espacio anular existente entre esta y el pozo.

Plataforma: estructura que contiene el equipo perforador preparado para perforar costa afuera (*offshore*).

Vástago: pieza de sección no circular, generalmente cuadrada o hexagonal que, accionada por la mesa rotativa, puede rotar y al mismo tiempo deslizarse verticalmente.

Zapato: dispositivo colocado en el extremo inferior de la cañería de entubación para un descenso suave.

Acrónimos utilizados en la descripción de instalaciones *offshore* de producción de petróleo y gas

CB	Control Buoy	Boya de control.
CGT	Compliant Guyed Tower	Torre estructural con tensores.
CPT	Compliant Piled Tower	Torre estructural sobre pilotes.
CPU	Caisson Production Unit	Instalación de producción sobre cimientos submarinos.
CT	Compliant Tower	Torre estructural.
DCU	Dry Completion Unit	Equipo de terminación sobre plataforma.
DDCV	Deep Draft Caisson Vessel	Barco vinculado a cimientos submarinos profundos.
DDF	Deep Draft Floater	Flotador con anclaje profundo.
DDS	Deep Draft Semisubmersible	Semisumergible con anclaje profundo.
FDPSO	Floating Drilling, Production Storage and Offloading System	Barco de perforación con instalaciones de producción, almacenamiento y descarga de crudo.
FPDSO	Floating Production, Drilling, Storage and Offloading System	Barco de producción con equipo de perforación, almacenamiento y descarga de crudo.
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading	Barco de producción con almacenamiento y descarga de crudo.
FPU	Floating Production Unit	Barco con unidad de producción.
MinDOC3	Cross Between a Semisubmersible and a Truss Spar (Keppel Fels and Tex BASS)	Combinación de una plataforma semisumergible con una Spar.
SCF	Single Column Floater	Flotante de columna simple.
Semi-FPU	Semi-Summersible Floating Production System	Instalación de producción flotante sobre una semisumergible.
TLP	Tension Leg Platform	Plataforma con anclaje vertical.

► CAPÍTULO - 04

Puesta en producción de un yacimiento de petróleo y gas: del subsuelo a la superficie

*Jorge Buciak, Juan Rosbaco, Marcelo Crotti, Fabián Benedetto,
José Estrada y Santiago Salvia*

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos



04 | Puesta en producción de un yacimiento de petróleo y gas: del subsuelo a la superficie

El reservorio

Cuando se habla de un “reservorio” de hidrocarburos se incluyen todos los elementos del subsuelo que contribuyen al almacenamiento de los hidrocarburos en la roca. Desde el punto de vista comercial, las propiedades principales de un reservorio son las que describen su capacidad de almacenamiento y de producción de hidrocarburos. De este modo, la correcta caracterización de un reservorio involucra la medición de las propiedades de la roca, de los fluidos retenidos en ella y de las interacciones entre la roca y los fluidos.

Muchas de estas propiedades se pueden medir solo mediante la extracción de muestras de rocas y fluidos del subsuelo y el empleo de técnicas específicas de caracterización, diseñadas para reproducir las condiciones de presión y temperatura imperantes en los reservorios naturales. Otras propiedades se pueden medir a través de métodos indirectos, como registros de pozo. La figura 1 muestra imágenes de núcleos o coronas extraídos del subsuelo durante la perforación de los pozos y algunas muestras de menor tamaño empleadas



Figura 1. Muestras de roca del subsuelo. Las muestras pequeñas se extraen a partir de núcleos o coronas de mayor diámetro.



Figura 2. Recipientes de alta presión para conservación de muestras de fluidos presurizados.

para diversos estudios, en tanto que la figura 2 incluye imágenes de los recipientes de alta presión que se emplean para conservar las muestras de fluidos presurizados que se pueden obtener directamente en fondo de pozo o mediante operaciones de superficie, con los separadores adecuados.

Las principales características que definen un reservorio son:

- **Porosidad:** es la propiedad que cuantifica la capacidad de una roca para almacenar o contener fluidos en su interior. De hecho, al hacer referencia genérica a las rocas reservorio, sin hacer referencia a su origen o constitución de detalle, se emplea la expresión global “medio poroso”, que indica que lo importante no es la roca en sí misma, sino la red de poros interconectados que contienen y pueden conducir los fluidos hacia los pozos productivos. Típicamente, las porosidades de las acumulaciones comerciales de hidrocarburos pueden tomar valores entre el 3% y el 30% del volumen de la roca.

Sin embargo, pese a ser una propiedad fundamental, la porosidad, en sí misma, no alcanza para describir la bondad o potencialidad de una acumulación de hidrocarburos.

- **Permeabilidad:** caracteriza la habilidad del medio poroso para transmitir o conducir fluidos. Puede considerarse como una propiedad complementaria de la porosidad, dado que no alcanza con disponer de grandes espacios porales destinados al almacenamiento de hidrocarburos para configurar un reservorio. Para dar lugar a una acumulación comercial, la roca debe ser capaz de producir caudales adecuados de fluidos en las condiciones operativas posibles.

Pese a que, en general, las rocas más porosas son también las más permeables, existen numerosos ejemplos que contradicen esta regla. Muchas veces

las rocas de muy baja porosidad y permeabilidad “intrínseca” constituyen excelentes reservorios gracias a la existencia de redes naturales de fracturas que posibilitan el transporte de fluidos a través del reservorio. La unidad de medición tradicional, empleada para cuantificar la permeabilidad de las rocas es el “darcy” (abreviado como “D”), que toma el nombre a partir de los trabajos originales de Darcy, a comienzos del siglo XIX, dedicados a la caracterización de filtros de arena.

Como referencia, las arenas de playa (arenas no consolidadas) presentan permeabilidades del orden de 100 D a 1000 D. Pero estos valores resultan excesivos para describir los reservorios de hidrocarburos, por lo que normalmente se recurre a una unidad mil veces menor (el mD). Los valores típicos de permeabilidad de las acumulaciones comerciales de hidrocarburos fluctúan entre un mínimo de 0,001 mD hasta máximos de 1000 mD o más.

Cuando están presentes dos o más fases en un mismo medio poroso, se habla de permeabilidades efectivas, las que cuantifican la capacidad de flujo de cada una de ellas para cada estado de saturación.

- **Heterogeneidad:** una vez definidas las propiedades básicas de las rocas reservorio, es necesario destacar que la porosidad y permeabilidad son propiedades con una muy alta variabilidad. Es muy frecuente que en un reservorio de unos 10 o 20 m de espesor, las porosidades fluctúen entre, por ejemplo, 8 y 25%, y las permeabilidades presenten valores que varían entre 1 y 1000 mD. Esta característica impacta directamente en la posibilidad de recuperar mayor o menor cantidad de hidrocarburos.

Se puede tener una primera idea de la dificultad propia de la extracción exhaustiva de hidrocarburos cuando se considera que las rocas reservorio son altamente heterogéneas y presentan permeabilidades que pueden ser mil o un millón de veces menores que las que presentan las arenas sueltas, sumando a esto que las distancias entre pozos productivos suele ser de varios cientos de metros.

Saturación y distribución de los fluidos en el reservorio

No alcanza con conocer el tamaño de la acumulación, la porosidad y la permeabilidad de la roca para establecer la viabilidad de una explotación comercial de hidrocarburos. A esta información básica hay que sumarle, por lo menos, dos propiedades adicionales:

1. Las propiedades del fluido (en especial su viscosidad).
2. La cantidad y distribución del agua y de los hidrocarburos dentro de la estructura.

Las propiedades de los fluidos en sí mismos las analizaremos más adelante. En este apartado veremos especialmente cómo se distribuyen los fluidos dentro de la “trampa” que retiene los hidrocarburos en el subsuelo.

A esta altura debemos recordar que, siguiendo la secuencia convencional de eventos geológicos, antes de recibir la carga de hidrocarburos, la roca reservorio tenía la red poral totalmente saturada con agua.

En el lenguaje propio de la industria de los hidrocarburos, el término “saturación” se emplea para cuantificar qué fracción del medio poroso está ocupado por las diferentes fases.

De esta forma, los hidrocarburos deben desalojar el agua presente en el medio poroso durante lo que se conoce como el proceso de *llenado de la trampa*.

pa. En este proceso se presentan dos fenómenos complementarios.

Por un lado, no toda el agua se puede eliminar puesto que llega un momento en que la fase acuosa se torna discontinua y ya no puede fluir a través de la red poral. A este contenido de agua no desplazable durante el proceso de llenado se la identifica como saturación de agua irreductible (abreviadamente, “Swirr”, por su nombre en inglés). Pero, adicionalmente, ocurren fenómenos de capilaridad que tienden a retener una mayor cantidad de agua que la irreductible.

Estos fenómenos capilares tienen un paralelo en la experiencia cotidiana que puede ser útil para entender lo que ocurre a escala de reservorios. Cuando se colocan una camisa o una toalla mojadas en un tendedero, se observa que el agua escurre libremente solo hasta cierto punto. Cuando el agua deja de escurrir, queda mayor cantidad de agua en la parte baja de la prenda que en la parte alta. La explicación de este fenómeno tiene que ver con que en estos casos se produce un equilibrio entre las que llamamos fuerzas capilares y fuerzas gravitatorias.

Las fuerzas gravitatorias están representadas por el peso de la columna de agua continua que se encuentra embebida en la prenda. Las fuerzas capilares son las que actúan para retener el agua que ingresa a esa prenda. A medida que el agua se escurre, disminuye la altura de la columna líquida y su peso se hará menor al de las fuerzas capilares que la retienen y, por lo tanto, la prenda dejará de escurrir. En ese punto, si quisiéramos escurrir aún más o secar la prenda, deberíamos acudir a otros métodos externos como retorcerla (presión) o calentarla (evaporación).

Un fenómeno similar ocurre en las trampas de hidrocarburos. El agua, que tiende a ser retenida gracias a las fuerzas capilares (muy intensas en los medios porosos naturales) solo se puede remover eficientemente de la red poral en la parte alta de la estructura, donde las extensas columnas de fluidos generan diferencias de presión adecuadas. Al igual que en el ejemplo de la ropa en el tendedero, hacia la parte baja de la estructura (cerca de lo que se conoce como *contacto entre el hidrocarburo y el agua*) se acumula mayor cantidad de agua.

En realidad, el fenómeno es mucho más complejo, dado que la intensidad de las fuerzas capilares varía en relación con la ya mencionada heterogeneidad del medio poroso. Las fuerzas capilares son más intensas en los medios menos permeables que poseen menores diámetros porales. Como resultado, la distribución de fluidos varía en forma compleja a lo largo de todo el espesor de la acumulación, con una tendencia a aumentar el contenido de agua hacia la base.

Los fluidos de reservorio

Básicamente se puede hablar de tres tipos de fluidos en el reservorio:

1. **Agua:** esta fase se encuentra siempre, debido al ya mencionado fenómeno de la presencia de agua en la red poral, previa a la “carga” de hidrocarburos.
2. **Petróleo:** este rótulo identifica a la fase líquida de hidrocarburos que incluye, en su composición, fracciones “livianas” liberables como gas al disminuir la presión durante el proceso de extracción a superficie.
3. **Gas:** se identifica de esta manera a la fase gaseosa existente como tal, a las condiciones de presión y temperatura del reservorio.



El agua suele variar, entre reservorio y reservorio, en su contenido salino. La importancia de esta particularidad está asociada principalmente a los procesos de corrosión y al impacto ambiental que suele minimizarse devolviendo estas aguas al subsuelo, para no volcarlas al medio ambiente. Las propiedades de los fluidos hidrocarbonados las analizaremos en un próximo apartado.

Los reservorios de hidrocarburos suelen encontrarse a temperaturas y presiones superiores a los valores propios de la superficie terrestre. Como norma, la temperatura aumenta con la profundidad, a razón de unos 3 °C cada 100 m, y la presión crece en la misma proporción que corresponde a una columna continua de agua (aproximadamente 1 kg/cm² cada 10 m).

De esta forma, un reservorio a 3000 m de profundidad es de esperar que se encuentre a unos 100 °C de temperatura (3 °C/100 m x 3000 m + T ambiente promedio) y a unos 300 kg/cm² de presión.

Como es de esperar, existen numerosas excepciones a estas reglas, pero, en términos generales, se pueden tomar como una razonable primera aproximación a la realidad.

La presurización de los fluidos en el reservorio es muy importante pues constituye la principal fuente de energía para la explotación de las acumulaciones de hidrocarburos. Adicionalmente, la presurización es la responsable de muchos de los fenómenos composicionales y equilibrios termodinámicos que ocurren en el subsuelo. En particular, gracias a las elevadas presiones reinantes, los petróleos suelen contener una significativa proporción de componentes livianos en solución identificados como *gas disuelto*.

Debido a la enorme variedad de depósitos de materia orgánica y de los procesos que conducen desde dicha materia orgánica hasta la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, en la naturaleza se encuentra una gran variedad de “tipos” de fluidos que cubren el espectro desde gases muy “livianos” hasta petróleos notablemente viscosos.

Como consecuencia, puede afirmarse que cada reservorio posee un fluido único que presenta propiedades diferentes a las de los fluidos de otros reservorios. Sin embargo, esta gran diversidad de fluidos se agrupa solo en cinco grandes categorías, fundamentalmente, en función de la forma en que se los trata desde el punto de vista de la explotación comercial.

Gas seco

Se rotula como *gas seco* al fluido de reservorio cuando lo que se recibe en superficie es solo gas sin combustibles líquidos asociados.

Estos reservorios pueden producir contenidos variables de agua, pero el término “seco” califica únicamente la ausencia de líquidos hidrocarbonados.

Desde el punto de vista de la explotación, estos reservorios son los más simples pues, a lo largo de toda la historia de producción, generan la misma calidad de fluidos. Se trata de acumulaciones constituidas mayoritariamente por metano (en general más del 95%) con aportes menores de otros componentes, típicamente “gaseosos” (CO₂, SH₂, N₂, helio, etc.).

Gas húmedo

Se trata de fluidos que solo se diferencian del caso anterior en que producen una pequeña fracción de hidrocarburos líquidos (identificados típicamente como “condensados” o “gasolinas”, según se separen en un separador o en una planta) en superficie. Son fluidos que incorporan en su composición mayor cantidad de componentes “intermedios” que permanecen en fase gaseosa en el reservorio, pero que condensan a las menores temperaturas propias de las instalaciones de superficie.

Como en el caso anterior, la corriente de producción tiene la misma composición a lo largo de toda la historia.

Gas y condensado (gas con condensación retrógrada)

Estos fluidos incorporan mayor cantidad de componentes intermedios (identificados regularmente como gasolinas) y también algunos más pesados, que típicamente constituyen fracciones líquidas, a presión atmosférica, incluso a las temperaturas de reservorio. En condiciones de reservorio, la elevada presión (que genera densidades de gas próximas a las que corresponden a los líquidos livianos) es responsable de que el gas actúe como un “solvente” de estas fracciones pesadas, lo que permite que los componentes que habitualmente estarían segregados como “líquido” se incorporen a la fase gaseosa.

La diferencia con lo que se identifica como “gas húmedo” radica en que, al disminuir la presión, también disminuye la habilidad del gas para “disolver” fracciones pesadas, y se llega a una presión en la que estas fracciones se desprenden de la fase gaseosa y originan depósitos de hidrocarburos líquidos en el propio reservorio. El impacto de este proceso se nota en que los líquidos depositados en el reservorio se pierden de la corriente de producción porque quedan retenidos en la red poral como hidrocarburo residual.

Este depósito de líquido se conoce como condensación retrógrada porque ocurre durante la despresurización del reservorio y no durante la compresión de la corriente gaseosa.

La diferencia fundamental con el caso de “gas húmedo” (ambos originan líquidos en las instalaciones de superficie) es que en los sistemas de gas y condensado, la proporción de líquido colectado en superficie, por cada volumen de gas producido, suele ser inicialmente mayor que en el caso de gas húmedo, pero se va empobreciendo a medida que crece el depósito de líquido en el reservorio. A lo largo del tiempo, esta situación genera un significativo impacto sobre el valor comercial del fluido total producido.

Petróleos “negros”

La calificación de “negros” no hace referencia a la coloración, sino a un tipo de comportamiento común de los petróleos de esta categoría y diferente del de la otra gran categoría identificada como *petróleos volátiles*. Los petróleos negros se caracterizan por contener cantidades variables de gas disuelto, cuyo tenor suele ser menor al de los petróleos volátiles. Al caer la presión, los componentes livianos se van liberando paulatinamente durante las diferentes etapas que llevan al fluido desde las condiciones de fondo hasta las instalaciones de superficie.



Este grupo de petróleos queda definido por tres propiedades fundamentales:

1. **La cantidad de gas disuelto, R_s :** se trata de fluidos que suelen presentar hasta unos 150 o 200 volúmenes de gas (en condiciones de superficie) por cada volumen de petróleo extraído. Como expresamos anteriormente, el R_s de los petróleos negros es menor al de los volátiles.
2. **El factor de volumen, B_o :** cuantifica la pérdida de volumen durante el proceso de extracción a superficie. Esta pérdida de volumen se asocia fundamentalmente a la liberación de gas y al cambio de temperatura e impacta directamente en el cálculo de recursos y reservas, pues son fluidos que pueden llegar a perder hasta un 30% o más de su volumen en reservorio durante la operación de extracción a superficie. Al tener los petróleos negros menor cantidad de gas disuelto que los petróleos volátiles, el B_o también resulta menor.
3. **La viscosidad:** este parámetro es fundamental pues condiciona la facilidad o dificultad con que estos fluidos pueden extraerse del medio poroso. Los petróleos muy viscosos pueden tornar antieconómica la explotación de hidrocarburos incluso en sistemas muy permeables. Los petróleos negros suelen ser más viscosos que los volátiles.

Petróleos “volátiles”

Estos sistemas presentan características comunes con los sistemas de gas y condensado y con los sistemas de petróleo negro. En general, son fluidos que poseen una importante cantidad de gas disuelto, pero la característica que mejor define a este grupo de fluidos es el hecho de que una parte significativa del líquido que producen no proviene del líquido presente en el reservorio, sino del gas que condensa fracciones líquidas en superficie. Adicionalmente, la contribución de estos condensados a la producción de líquidos suele incrementarse a medida que avanza la explotación. Esto ocurre porque el líquido de reservorio comienza a quedarse retenido en el medio poroso como petróleo residual, en tanto que el gas se sigue produciendo gracias a su expansión y mayor movilidad.

Procesos de recuperación de hidrocarburos

Empleando un sentido cronológico, la recuperación de hidrocarburos tradicionalmente se subdivide en tres secuencias: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación asistida/*EOR* (*Enhanced Oil Recovery*). La recuperación primaria es el resultado del uso de la energía natural presente en un reservorio para el desplazamiento de petróleo hacia los pozos productivos. La recuperación secundaria recurre a la inyección de agua o gas como fuente de energía adicional para desplazar el petróleo. La recuperación asistida/*EOR* (también llamada *recuperación terciaria*) es la que se logra mediante procesos más complejos, tales como la inyección de gases miscibles, aditivos químicos o del uso de energía térmica.

En rigor, la recuperación secundaria es un proceso asistido, pero habitualmente se reserva el término “asistido” para procesos menos convencionales.

En la tabla siguiente se esquematizan los distintos procesos:

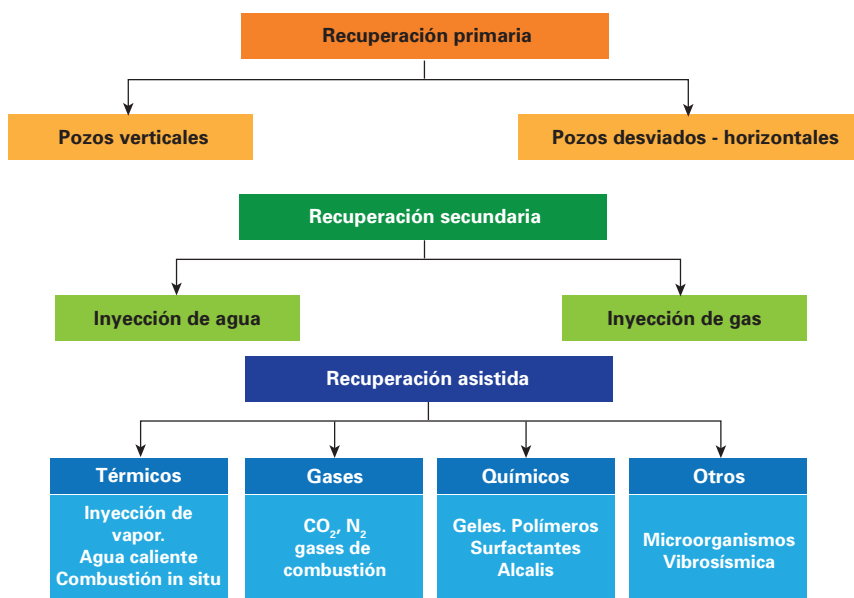


Figura 3. Procesos de recuperación de petróleo.

Recuperación primaria

En reservorios convencionales, existen tres fuerzas que determinan la dirección de desplazamiento de los fluidos en el subsuelo:

- **Las fuerzas de impulsión o viscosas:** son las que provocan el movimiento de los fluidos desde las zonas de mayor presión a aquellas de presión inferior.
- **Las fuerzas gravitacionales:** son las que hacen que los fluidos se muevan de acuerdo con su densidad: los de menor densidad relativa tenderán a elevarse, y los de mayor densidad, a bajar estructuralmente.
- **Las fuerzas capilares:** son las responsables de que el líquido mojante tienda a entrar en las regiones de menor radio capilar y, por ende, de menor permeabilidad, o en las zonas con menor saturación de este fluido, y desplazan de ellas a los fluidos no mojantes.

Cuando se analiza el movimiento de fluidos deben considerarse las tres fuerzas. De no hacerlo, se puede incurrir en evaluaciones erróneas, al despreciar las fuerzas capilares o gravitacionales.

Como expresamos anteriormente, las tres fuerzas mencionadas son las responsables del movimiento de los fluidos dentro del reservorio y, como caso de especial interés, desde el seno del reservorio a los pozos, durante el proceso de producción. Un reservorio podrá recuperar mayor cantidad de hidrocarburos cuanto más positivas para la recuperación sean las fuerzas o energías de las que se disponga y cuanto más inteligentemente se las utilicen.

Se denominan *empujes* o *mecanismos de drenaje* a los fenómenos de desplazamiento que se asocian con los distintos tipos de energía existentes en el reservorio. Los empujes pueden ser *naturales* o *artificiales*. Se denominan artificiales cuando la energía es suministrada (asistida) por el hombre.



La energía es siempre, en mayor o menor medida, insuficiente para lograr una recuperación total. Por tal motivo, luego de cualquier proceso productivo, en el reservorio siempre queda un volumen de hidrocarburo remanente.

Reservorios de petróleo

En reservorios de petróleo convencionales pueden enumerarse los siguientes empujes naturales:

- Expansión del propio petróleo, del agua intersticial y compactación de los poros.
- Expansión del gas que libera el petróleo.
- Expansión del casquete gasífero.
- Empuje hidráulico.
- Segregación gravitacional.
- Imbibición.

Cuando un yacimiento comienza a producir, su presión disminuye. Esta caída de presión provoca la expansión de los fluidos existentes en el reservorio. También, al disminuir la presión interna del sistema poral y mantenerse la presión de sobrecarga (presión ejercida por los estratos superpuestos a la capa en cuestión), el espacio poral se compacta. Ambos efectos, expansión de los fluidos y compactación de los poros, fuerzan a los fluidos a moverse hacia las zonas de menor potencial. En las zonas donde la presión es superior a la presión de burbuja no existe gas y, por ende, solo se expanden el petróleo y el agua intersticial. Como también se produce compactación del espacio poral, se dice que el empuje proviene de la expansión del propio petróleo y del agua intersticial y de la compactación de los poros.

En las regiones donde la presión haya disminuido por debajo de la de burbuja, se habrá generado gas en el reservorio y a los empujes antes mencionados su sumará la expansión del gas liberado.

Asimismo, los fluidos adyacentes a la zona productiva, hidráulicamente comunicados con esta, habrán también de expandirse cuando su presión disminuya. De esta forma, la expansión del casquete gasífero y la del acuífero se suman a los empujes ya comentados. Ambos fluidos al expandirse y consecuentemente invadir la zona productiva atenuarán la caída de presión y empujarán el petróleo hacia los pozos productores.

Pero no es la expansión la única forma en que puede manifestarse el empuje hidráulico. Si un acuífero está alimentado mediante una conexión con una fuente de agua externa renovable (mar, río, pantano, zona de abundantes lluvias o, a través de fisuras, a una capa freática), este acuífero irá reponiendo la presión del reservorio. Por tal motivo se puede decir que existen dos razones por las que el agua del acuífero puede invadir el reservorio: por expansión en acuíferos cerrados y por suministro desde una fuente externa en acuíferos alimentados. Dado que en acuíferos cerrados la fuente de agua es limitada, el efecto será mayor cuanto más grande sea el acuífero. Por el contrario, los acuíferos alimentados son solo intermedios entre el reservorio y la fuente externa y, por tal motivo, resultarán más eficientes cuanto más chico sea su tamaño. De lograrse un flujo continuo, la presión del reservorio se mantendrá cercana al valor inicial a lo largo de toda la explotación.

Los mecanismos hasta acá descriptos obedecen principalmente a la acción de las fuerzas viscosas. En la segregación gravitacional, por el contrario, existe predominio de las fuerzas gravitatorias. Es por ello por lo que su acción se nota cuando el reservorio ha alcanzado un alto grado de depletación y las fuerzas viscosas, por ende, han mermado su actividad en forma significativa. En efecto, cuando la presión del reservorio es alta, el operador suele aprovechar el importante potencial productivo e, imponiendo una baja presión en los pozos productores, logra una mayor producción de petróleo. La significativa diferencia de presión entre las regiones alejadas del pozo productor y el propio pozo trae como consecuencia que las fuerzas viscosas superen a las gravitacionales y todos los fluidos sean impulsados hacia los pozos productores.

Cuando la presión del reservorio disminuye como consecuencia de la explotación, resulta imposible generar gradientes de presión altos y, en algunas regiones del reservorio, las fuerzas gravitacionales comienzan a superar a las viscosas. Esta circunstancia trae como consecuencia que el gas tienda a ascender estructuralmente y, como contrapartida, se genere una corriente de petróleo que, a contraflujo del gas, se dirija hacia la base de la acumulación. El correcto aprovechamiento de esta segregación gravitacional dependerá de la ubicación estructural de los pozos productores. Si estos se ubican en niveles estructuralmente bajos, se puede producir petróleo sin desperdiciar el empuje proporcionado por la acumulación y expansión del gas.

Optimizando el empuje gravitacional pueden obtenerse recuperaciones muy altas, pero a caudales más bajos y, por lo tanto, en períodos más prolongados.

La imbibición, por su parte, es un proceso donde predominan las fuerzas capilares. Como expresamos anteriormente, estas fuerzas provocan que el fluido mojante tienda a dirigirse a las zonas de menor permeabilidad o con menor saturación de fluido mojante. La imbibición, como mecanismo de producción, es particularmente interesante en reservorios con altos contrastes de permeabilidad. Entre ellos se destacan los reservorios fisurados y los marcadamente estratificados. En un yacimiento hidrófilo, con entrada natural o asistida de agua, por acción de las fuerzas viscosas, el agua tenderá a entrar predominantemente en las zonas de mayor permeabilidad, pero las fuerzas capilares harán que dicho fluido invada las zonas de menor permeabilidad, extraiga petróleo de ellas y lo lleven hacia las zonas más permeables, donde las fuerzas viscosas se encargarán de transportarlo al pozo productor. En muchos casos, la acción de las fuerzas capilares no ha sido valorada en su justa dimensión, lo que ha impedido entender y explicar algunos fenómenos que suelen ocurrir en el subsuelo.

En reservorios reales suelen actuar simultáneamente varios empujes. De hecho, cuando aparece una nueva expansión (la del gas libre cuando la presión del reservorio cae por debajo de la presión de burbuja, por ejemplo) esta se suma a las ya existentes anteriormente. Las expansiones se detienen solo cuando un empuje hidráulico muy activo provoca el mantenimiento total de la presión. De igual manera, la imbibición solo puede producirse si existe una entrada de agua natural o forzada. No resulta sencillo asociar empujes con porcentajes de recuperación final debido, justamente, a la presencia simultánea de varios empujes y a las diferentes características de los reservorios. Por tal motivo, en los siguientes párrafos solo mencionamos rangos estimativos de recuperación final para cada mecanismo de drenaje.

- **Expansión del propio petróleo, del agua intersticial y compactación de los poros:** la recuperación final dependerá de la expansibilidad de los fluidos y de la presión inicial. En reservorios de petróleo, al ser baja la expansibilidad del petróleo y, más baja aún, la del agua y también habitualmente pequeña la compresibilidad poral, los porcentajes de recuperación resultan extremadamente bajos (2%, 3%, hasta 7% o 10% del petróleo original in situ en el mejor de los casos). Son los yacimientos ideales para encarar proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua. Como veremos más adelante, en yacimientos de gas, al ser este muy expansible, la recuperación es excelente, puede llegar al 90%.
- **Expansión del gas que libera el petróleo:** si bien la expansibilidad del gas es de significación, al ser este fluido mucho más móvil que el petróleo, suele producirse rápidamente y al permanecer poco tiempo en el reservorio, su acción es limitada, lo que lleva a recuperaciones finales que difícilmente superan el 20%. Son también excelentes candidatos para proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua.
- **Expansión del casquete gasífero:** si se evita producir cantidades significativas de gas, la recuperación puede alcanzar el 30%. Siguen siendo buenos candidatos para proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua.
- **Empuje hidráulico:** es, para petróleo, el mecanismo más eficiente, como queda demostrado por las altas recuperaciones alcanzables (que pueden superar en algunos casos el 60%). Asimismo, al mantenerse elevada la presión, el caudal total de producción no varía sensiblemente con la explotación, como en los casos anteriores. Solo variarán las producciones relativas de petróleo y agua, cuando este fluido vaya alcanzando los pozos productores.
- **Segregación gravitacional:** si bien la literatura menciona, en algunos casos, altísimos porcentajes de recuperación final (superiores incluso al 80%), no es, por sí solo, un mecanismo demasiado interesante desde el punto de vista económico-financiero, ya que tarda en manifestarse y, cuando lo hace, la capacidad productiva de los pozos es escasa, como consecuencia de la baja presión existente, lo que redundará en tiempos de explotación excesivos.
- **Imbibición:** está siempre asociada a entrada de agua, por lo que no es posible asignarle un porcentaje de recuperación independiente del empuje hidráulico. Cabe agregar que la participación de la imbibición es más importante cuanto más heterogéneo es el reservorio y, en consecuencia, peor la recuperación final atribuible al empuje hidráulico propiamente dicho.

Reservorios de gas

En reservorios de gas convencionales, los empujes posibles se reducen a:

- **Expansión del propio gas (expansión monofásica):** aunque viene acompañada de la expansión del agua intersticial y de la compactación de los poros, la influencia de estas dos últimas suele ser despreciable frente a la del gas. Dependiendo de la presión inicial del reservorio, se puede llegar, en algunos casos, a recuperaciones finales del orden del

90%. En algunos reservorios de gas, tales como los fisurados con baja porosidad de matriz, el efecto de la compresibilidad poral puede ser importante y no debe despreciarse en los cálculos.

- **Empuje hidráulico:** suele ser negativo para la recuperación final ya que deja gas atrapado tanto a nivel poral como a mayor escala y, al alcanzar los pozos productores, el agua genera restricciones que disminuyen notablemente la producción de gas. Las recuperaciones suelen ser inferiores a las de la expansión monofásica.
- **Imbibición:** se manifiesta cuando existe entrada de agua. Valen las mismas consideraciones que para el petróleo.

Es necesario mencionar que hasta aquí se hace referencia al ingreso del fluido al pozo. Posteriormente este puede llegar hasta la boca del pozo y ser conducido hasta las instalaciones de separación por su propia energía o puede ser que, a tal fin, se necesite energía externa, tal el caso de la suministrada por aparatos de bombeo, bombas electrosumergibles, “gas lift” etc., pero esta energía de “transporte punzados afuera” es independiente de los empujes naturales ya discutidos y de los asistidos a discutir a continuación. Resulta importante tener presente que lo que ocurre en la formación entra en el campo de la ingeniería de reservorios, mientras que lo que sucede de los punzados en adelante es responsabilidad de la ingeniería de producción. La clasificación recién vista (empujes) corresponde al reservorio. Más adelante se analizarán los distintos métodos de extracción de los que dispone el ingeniero de producción para optimizar la extracción.

Recuperación secundaria

Actualmente “recuperación secundaria” es prácticamente sinónimo de “inyección de agua”. Como su nombre lo indica, el proceso consiste en inyectar agua en el reservorio con el fin de mover petróleo a los pozos productores, lo que redundará en incrementos de la velocidad de producción y en la recuperación final de petróleo. Se descubrió accidentalmente en el año 1870 en Pensilvania, Estados Unidos, cuando una fuga en una formación acuífera redujo la producción del pozo afectado, pero aumentó la producción de los pozos vecinos.

Es el proceso que más ha contribuido a la recuperación extra de petróleo. Actualmente, en alrededor del 50% de los pozos productores, a nivel mundial, se utiliza este mecanismo que produce recuperaciones adicionales de petróleo del orden del 5 al 20% del petróleo original in situ.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo continuo donde las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Habitualmente, estos cambios se acompañan con otros en las relaciones de flujo, en las presiones y en las viscosidades de las fases. La inyección de agua presenta cuatro etapas: condiciones iniciales (antes de comenzar el proyecto), comienzo de la entrada de agua en la formación productora, irrupción de agua en los pozos productores y, luego de la ruptura, producción de petróleo y agua.

Eficiencia de recuperación y movilidad de fluidos

Para evaluar el proceso de inyección de agua y determinar el petróleo movilizado hasta cierto momento, se definen tres eficiencias. Una de ellas es de



carácter microscópico: la *eficiencia de desplazamiento*, y las otras dos son macroscópicas: la *eficiencia areal* y la *eficiencia vertical*. Multiplicando estas dos últimas se obtiene la *eficiencia volumétrica*. La eficiencia microscópica descuenta el petróleo no movilizado existente en la zona barrida por agua, mientras que las macroscópicas descuentan el petróleo aún no movilizado, por hallarse en zonas todavía no invadidas por el agua.

En la región ya barrida por el agua, la *eficiencia de desplazamiento* cuantifica al petróleo aún no recuperado, incluyendo aquel que no será recuperado jamás (petróleo residual) y el que solo puede recuperarse circulando mayores volúmenes de agua. Por definición, es el cociente entre el volumen de petróleo desplazado del medio poroso y el volumen inicial de petróleo.

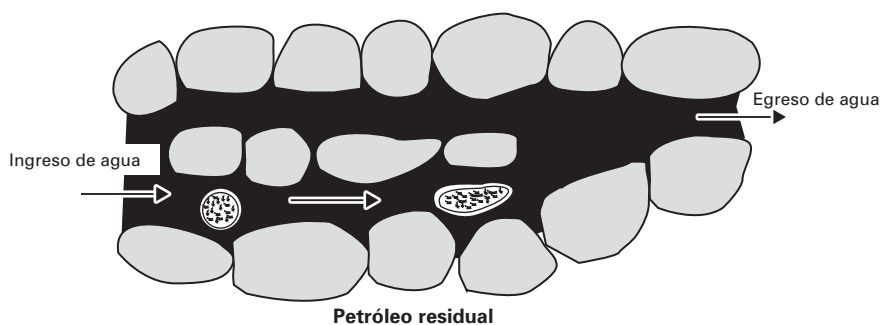


Figura 4. Eficiencia de desplazamiento (ED). Se observa el petróleo retenido por efecto capilar (eficiencia microscópica).

Si se efectúa una vista en planta del área del proyecto, o de una zona representativa de este que incluya los pozos productores y los inyectores que los afectan, se define como *eficiencia areal de barrido* al cociente entre el área inundada y el área total. Finalmente, la *eficiencia vertical* responde a un concepto similar, pero observando un corte entre un pozo inyector y un pozo productor. Evaluando estas eficiencias a lo largo del proyecto, se puede ir observando la “eficiencia global” de este mecanismo de recuperación.

En tanto, la movilidad y la relación de movilidades son conceptos fundamentales para entender los procesos de desplazamiento y barrido.

Se define como *movilidad de un fluido* al cociente entre su permeabilidad efectiva y su viscosidad. A mayor movilidad, mayor será la facilidad del fluido para desplazarse. Por su parte, cuando un fluido desplaza a otro, se define como *relación de movilidades* al cociente entre la movilidad del que desplaza y la del desplazado. En un proceso de recuperación secundaria, será el cociente entre la movilidad del agua y la movilidad del petróleo. Dado que el objetivo de la recuperación secundaria es producir petróleo, será conveniente que el agua posea menor movilidad que el petróleo, lo que evita el adelantamiento del fluido que desplaza respecto al desplazado. Las dos propiedades más importantes para una relación de movilidades favorable (menor a uno), son baja viscosidad del petróleo y roca hidrófila.

Ubicación de pozos

De acuerdo con la localización areal de los pozos productores e inyectores, los esquemas de inyección generalmente se dividen en dos tipos principales:

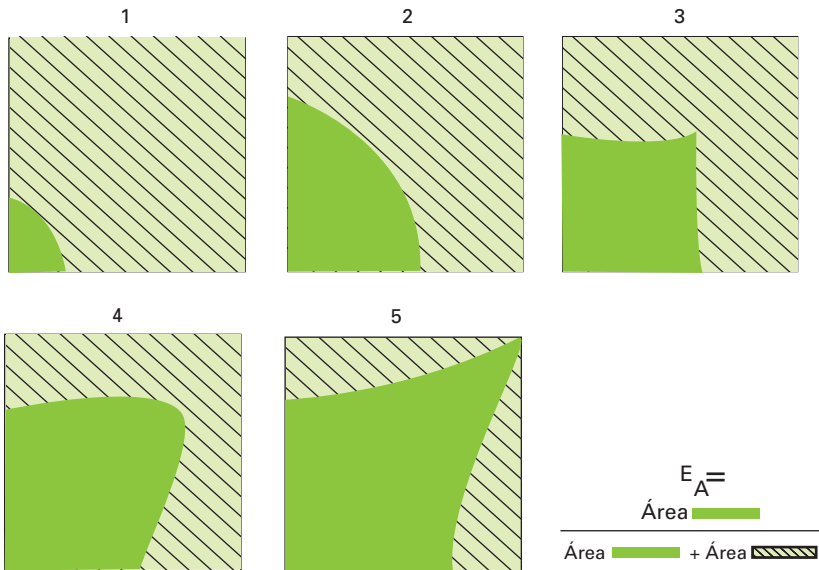


Figura 5. Eficiencia área (EA). Avance del agua en tiempos sucesivos.

- Inyección periférica o externa:** los pozos inyectores se ubican en los flancos del reservorio, y los pozos productores en la zona central, razón por la cual, los primeros suelen estar estructuralmente más bajos que los segundos. Las principales ventajas de este tipo de esquema son la menor cantidad de pozos inyectores necesarios, la posibilidad de utilizar como tales a pozos que originalmente fueron perforados en la zona de agua durante la delimitación de la acumulación y el hecho de que las fuerzas gravitacionales ayuden a retener al agua lejos de los pozos productores. Como contrapartida, si no existe buena continuidad, las eficiencias volumétricas serán bajas, y la reacción de los pozos más alejados de la línea de inyección, escasa y lenta. Aun existiendo continuidad, los pozos centrales tardarán en reaccionar, en especial si la permeabilidad no es adecuada. La inyección periférica

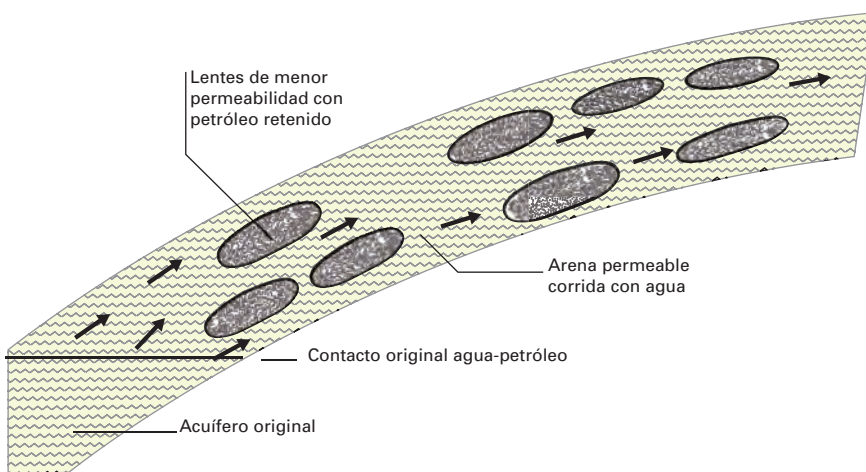


Figura 6. Eficiencia de desplazamiento.

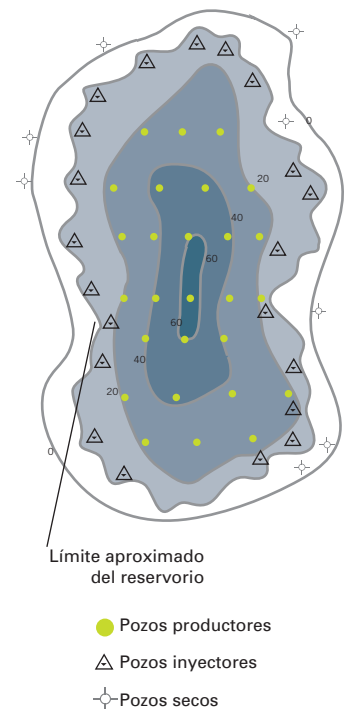
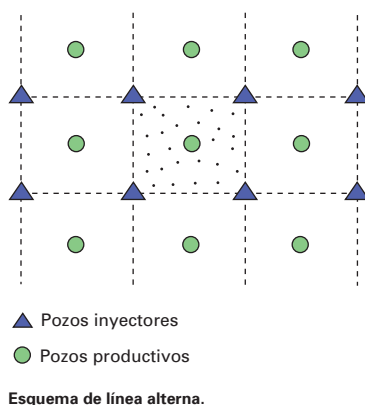
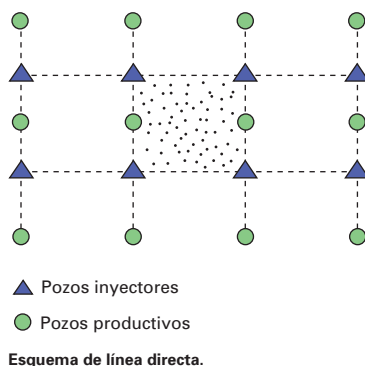


Figura 7. Esquema de inyección periférica.



ca suele ser recomendable en estructuras pequeñas, con alto buzamiento, excelente continuidad y buena transmisibilidad.

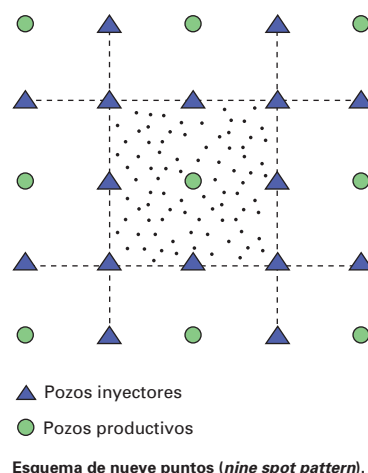
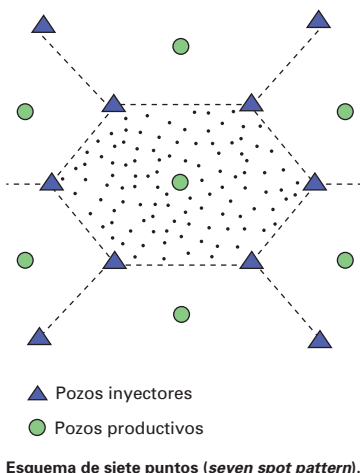
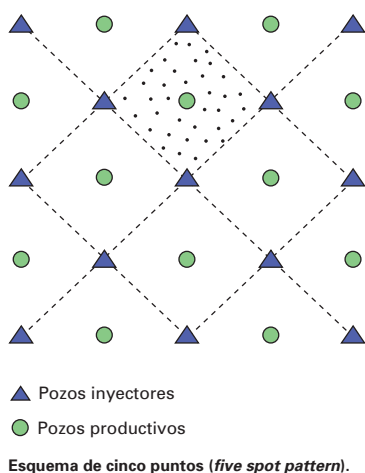
• **Inyección en arreglos o dispersa:** los pozos inyectores y productores se alternan utilizando arreglos geométricos que suelen repetirse dentro de la zona a inundar. Como consecuencia de los gradientes de potencial que se generan con la inyección, el agua desplaza el petróleo hacia los pozos productores. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen lo más parejo posible entre los pozos productores. Esto se lleva a cabo convirtiendo a inyectores pozos existentes o perforando pozos inyectores interespaciados. En ambos casos se busca obtener una distribución uniforme. Los arreglos o esquemas más conocidos son: línea directa, línea alterna y arreglos de 5, 7, y 9 pozos, conocidos como “*five spot*”, “*seven spot*” y “*nine spot*” respectivamente. La selección del arreglo depende del número y posición de los pozos existentes, de las heterogeneidades y anisotropías, de la litología, de la estructura, de los límites del yacimiento y de la continuidad de las capas.

Las principales ventajas son: elevadas eficiencias areales de barrido y, por ende, factores de recuperación más elevados, posibilidad de controlar mejor el avance del frente de agua, disminución del efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación y rápido incremento en presiones de todas las zonas bajo inyección. Como principales desventajas, se puede mencionar que, en general, se requiere mayor cantidad de pozos inyectores, lo que obliga a dedicar mayor tiempo al control y seguimiento de la inyección.

Calidad del agua y de las instalaciones

Actualmente, la mayor parte del agua de inyección que se utiliza en los proyectos es agua proveniente de la propia producción. El agua a inyectar generalmente se somete a tratamientos con el objetivo de reducir los principales problemas potenciales, tales como:

- Corrosión.
- Presencia de microorganismos.



- Materiales suspendidos.
- Precipitación de compuestos insolubles.
- Incompatibilidad de aguas.
- Problemas de taponamiento debido al aumento del volumen (hinchamiento) de las arcillas presentes en el reservorio.

Para asegurar la hermeticidad de las cañerías en los pozos inyectoros, antes de comenzar la inyección de agua, en cada pozo se efectúan pruebas de hermeticidad para asegurar que el destino del agua sea el reservorio seleccionado. Luego, durante la inyección, se efectúan pruebas periódicas de hermeticidad y los controles recomendados para la industria petrolera.

Recuperación secundaria con gas

Otra alternativa para la recuperación secundaria es la inyección de gas inmisible, con el objeto de mantener la presión del reservorio y desplazar el petróleo hacia los pozos productores. A diferencia de la inyección de agua, es recomendable inyectar el gas en la parte alta de la estructura, a efectos de aprovechar la segregación gravitacional. El desplazamiento con gas no es tan eficiente como la inyección de agua y no se usa con tanta frecuencia como método de recuperación secundaria, pero en ciertos escenarios (carencia de fuentes de agua adecuadas, sistemas mojables al petróleo, falta de mercado para el gas producido, etc.), pasa a ser la opción elegida.

La inyección de gas miscible forma parte de los métodos de recuperación asistida y será tratada en el apartado correspondiente.

Recuperación asistida/EOR

La recuperación asistida es generalmente considerada como la tercera o última etapa de la secuencia de explotación del petróleo, aunque en algunos casos pueda llevarse a cabo desde un comienzo. A continuación describimos los procesos más habituales.

Procesos térmicos

Los procesos térmicos se basan en la inyección de energía calórica o en la generación de calor in situ para mejorar la recuperación de petróleo. Se pueden clasificar en dos tipos: los que implican la inyección de fluido a la formación, tales como *la inyección de agua caliente* y *la inyección de vapor*, y los que utilizan la generación de calor en el propio reservorio mediante combustión in situ como consecuencia de la inyección de aire u oxígeno.

El objetivo principal es la reducción de la viscosidad del petróleo con el consiguiente incremento de su movilidad, por lo que resultan especialmente adecuados para petróleos con altas viscosidades. Otros efectos significativos de los diferentes métodos térmicos son: la reducción de la saturación residual de petróleo como consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal a raíz de la mejora en la relación de movilidades, la destilación con vapor y el craqueo térmico (solo en caso de combustión in situ).

La inyección de agua caliente no es otra cosa que una recuperación secundaria llevada a cabo con agua a mayor temperatura. El desplazamiento

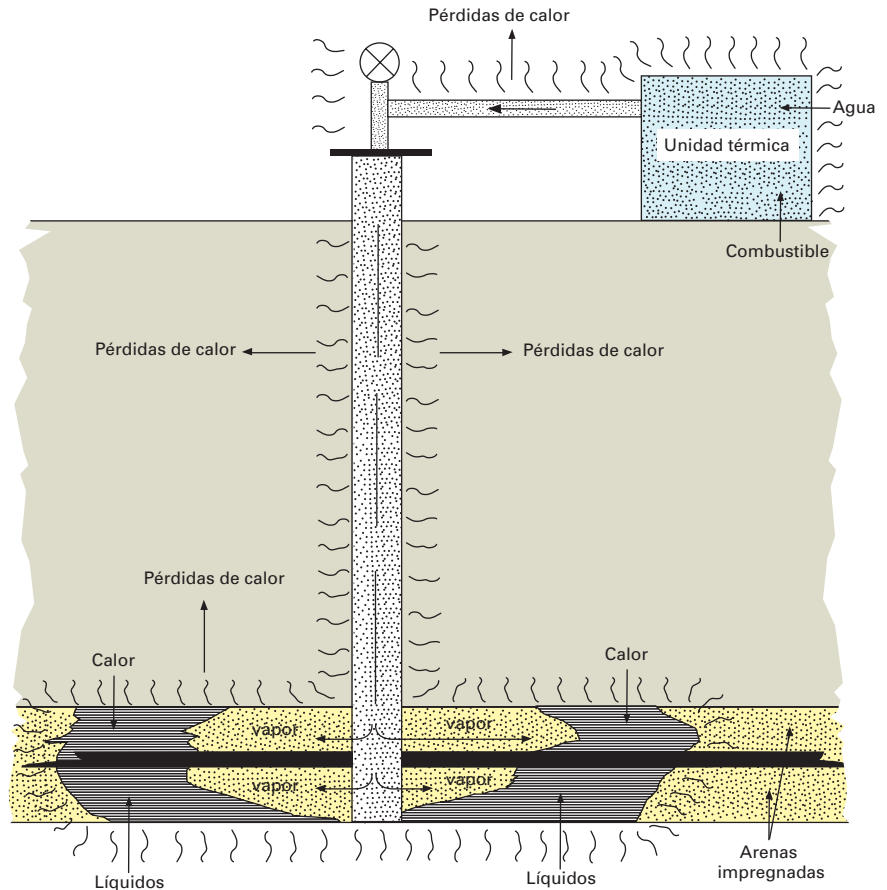


Figura 8. Esquema de inyección de vapor.

por inyección de agua caliente incrementa el factor de recuperación de los reservorios, gracias a los cambios de viscosidad y al aumento de la velocidad con que se producen los fenómenos de imbibición y de drenaje gravitacional. Dicho factor está muy ligado al impacto térmico y a la saturación de agua en el reservorio al momento de comenzar el proyecto.

La inyección directa de agua (sin calentamiento) suele enfriar la zona barrida, con el consecuente aumento de viscosidad del petróleo. Desde este punto de vista, aunque el calentamiento solo evite el enfriamiento de la capa productiva, impacta favorablemente en el proceso de recuperación.

La inyección de vapor se usa de dos maneras distintas: estimulación cíclica e inyección continua. La estimulación cíclica, llamada también “*huff and puff*”, consiste en inyectar vapor en un pozo productor durante un período determinado, luego se cierra el pozo durante un tiempo para, posteriormente, ponerlo nuevamente en producción. El proceso suele repetirse un número importante de veces. Por su parte, la inyección continua es un proceso análogo a la recuperación secundaria, con pozos productores y pozos inyectores que inyectan vapor en forma continua. Muchos proyectos iniciados en forma

cíclica se continúan bajo la modalidad de inyección continua. La estimulación cíclica y la inyección continua de vapor han demostrado ser dos de los procesos de recuperación térmica de mayor éxito en los últimos años; aproximadamente el 60% de la producción diaria de EOR en los Estados Unidos, Canadá y Venezuela proviene principalmente de procesos de inyección de vapor.

Los procesos de combustión in situ son métodos térmicos que se basan en la generación de calor en el propio yacimiento. Consisten, básicamente, en quemar una porción del petróleo presente en el yacimiento para generar calor. Esta porción es aproximadamente el 10%. En general se inicia el proceso bajando un calentador o quemador en el pozo inyector. Posteriormente se inyecta aire y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido. Una vez calentadas las zonas aledañas al fondo del pozo, se saca el calentador y se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Existen al menos tres tipos de combustión in situ: “combustión convencional”, “combustión en reverso” y “combustión húmeda”. En la combustión convencional, el frente de combustión se inicia en el pozo inyector y avanza en la misma dirección que el aire y el resto de los fluidos. En la combustión en reverso, la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos, y la combustión se inicia en los pozos productores. Finalmente, la combustión húmeda consiste en inyectar agua en forma alternada con aire, se crea vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire.

Procesos con gases

Los gases habitualmente usados en los procesos de EOR son los gases de hidrocarburos, el dióxido de carbono (CO_2), el nitrógeno y los gases de combustión. Generalmente, se considera el uso de un gas como método de EOR

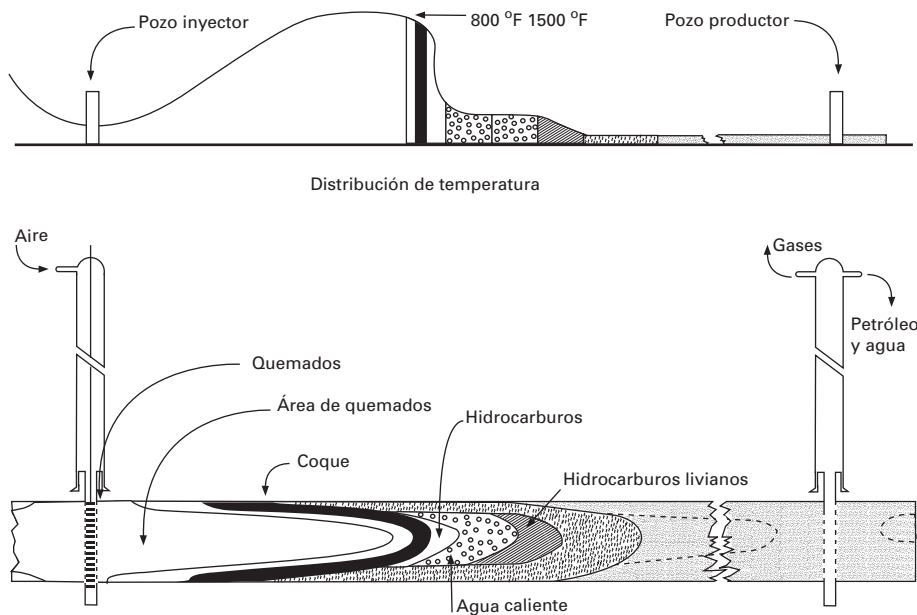


Figura 9. Esquema de combustión in situ.



si la eficiencia de la recuperación depende significativamente de un mecanismo distinto al desplazamiento frontal no miscible. Por ejemplo, la inyección de CO_2 persigue disolver dicho gas en el petróleo, lo que aumenta su volumen y reduce su viscosidad; esto permite mejorar significativamente la movilidad del petróleo desde el reservorio hacia el pozo. En otros casos, dependiendo de las propiedades de los fluidos y de las condiciones termodinámicas, puede alcanzarse la miscibilidad entre el fluido que desplaza y el desplazado, lo que mejora sustancialmente la eficiencia de desplazamiento, al eliminarse el petróleo residual en la zona contactada.

Procesos con productos químicos

La recuperación mejorada por métodos químicos incluye inyección de polímeros, surfactantes, soluciones alcalinas y geles. Se pueden inyectar uno o varios productos a la vez; esto da lugar a: inyección de mezclas álcali-surfactante (AS), inyección de mezclas polímero-surfactante (SP) e inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP).

- **Polímeros:** el objetivo del agregado de polímeros al agua de inyección es incrementar su viscosidad para generar una mejoría en la relación de movilidades. De esta manera se puede mejorar la eficiencia de barrido y, por ende, obtener una mayor recuperación de petróleo. Entre los polímeros usados para este método se encuentran principalmente las poliacrilamidas y, en segundo lugar, los biopolímeros y sus derivados. Además de la concentración y tipo de producto, los factores que más influyen para la obtención de la viscosidad deseada son: salinidad y dureza del agua. Para una operación óptima también resulta fundamental tomar en consideración el diseño de las instalaciones de superficie, ya que en algunos de sus puntos (codos, restricciones, etc.) puede producirse la degradación mecánica del producto.
- **Surfactantes:** la inyección de surfactantes tiene por objetivo principal disminuir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que permite movilizar petróleo que, sin estos productos, quedaría atrapado como residual. Se emplea generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua. Este método recurre a la inyección de aditivos en “*batches*” múltiples, destinados a reducir las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca. Los surfactantes más empleados a nivel de campo son sulfonatos de petróleo o sintéticos, los cuales pueden ser utilizados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades. Por lo general, se emplean sulfonatos oxialquilados y sulfonatos en combinación con sulfonatos de petróleo.
- **Soluciones alcalinas:** las soluciones cáusticas o alcalinas inyectadas reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los petróleos. Esto genera o activa surfactantes naturales y trae como consecuencia directa; mejoras en la movilidad del petróleo a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la mojabilidad.

Teóricamente, el tratamiento ideal se obtendría mediante la inyección de los tres productos juntos (ASP). El problema reside en el costo involucrado

como así también en la logística necesaria para inyectar las cantidades necesarias de productos. En un tratamiento con polímeros se utiliza de 1000 a 2000 ppm de producto.

En pozos que inyectan de 200 a 500 m³ de agua por día, los tenores indicados (1 a 2 kg de producto por metro cúbico de agua inyectada) implican el empleo de hasta una tonelada de producto por día, por pozo.

En un tratamiento con surfactantes, el orden de magnitud es similar, en tanto que en una inyección alcalina, la necesidad de producto es 6 a 7 veces superior.

- **Geles:** el objetivo de los geles es reducir las canalizaciones directas entre los pozos inyectores y los productores. Se destacan los siguientes:
 - **Gel de dispersión coloidal (CDG):** es un gel de poliacrilamida que se forma después de que los compuestos precursores entran al reservorio. Estos geles son formados por polímeros de baja concentración, capaces de entrar a la matriz porosa y fluir en profundidad, mientras son absorbidos por la superficie de la roca. Así se alteran físicamente los caminos preferenciales del flujo y se reduce la permeabilidad de las zonas canalizadas. Luego del tratamiento, el reservorio se vuelve más uniforme al paso del fluido, y se logra contactar rocas productivas de baja permeabilidad.
 - **Geles de “Conformance” y “Water Shut-off”:** se utilizan en pozos productores para anular zonas productoras de agua y en pozos inyectores para redireccionar el agua a zonas no barridas anteriormente. La actual formulación de los geles presenta significativas mejoras sobre las tecnologías originales, tanto por la adición de entrecruzadores (*cross-linkers*) como por su robustez, lo que permite su formación en condiciones de reservorios muy extremas. Además, la mezcla y aplicación de estos productos en el campo, en la actualidad, es directa y no requiere la tediosa y complicada labor que antes se necesitaba.

Otros procesos de recuperación

Existen otros procesos que se encuentran en investigación y que no han pasado a una etapa de aplicación masiva. Entre ellos se pueden mencionar: microorganismos o recuperación asistida por bacterias, estimulación sísmica, estimulación nuclear, calentamiento por electricidad. A continuación, a modo de ejemplo, describimos una de estas técnicas:

- **Microorganismos o recuperación asistida por bacterias (MEOR: *microbial enhanced oil recovery*):** es un método que busca incrementar la producción y recuperación de petróleo mediante el uso de aplicaciones biotecnológicas. A tal efecto se utiliza la inyección de bacterias de tipo anaeróbicas. La técnica consiste en inyectar ciertos microorganismos en el yacimiento, cuyos productos metabólicos generados in situ son luego transportados con el fin de obtener una reducción del petróleo residual.

Algunos de los mecanismos que ocurren son los siguientes: degradación y alteración del petróleo, mejoramiento de la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua mediante represurización parcial del reservorio por la liberación de gases como el metano y el CO₂ y reducción de la viscosidad del petróleo a través de la disolución de solventes orgánicos en la fase petróleo.

Los microorganismos y nutrientes inyectados son baratos, fáciles de obtener y de manejar en campo. El daño ambiental es prácticamente nulo.

Los estudios complementarios necesarios para aplicar esta técnica son, además de un profundo análisis de la calidad del petróleo, la verificación del tipo de bacterias y los análisis de compatibilidad de estas con las bacterias propias de la formación para evitar daños a la misma. Debe tenerse presente que estos microorganismos pueden causar alta corrosión a las estructuras metálicas.

Explotación del petróleo y el gas

En este apartado analizamos los mecanismos para traer a superficie los fluidos provenientes del subsuelo, cuyas propiedades de interés y mecanismos de drenaje describimos en los desarrollos previos.

Surgencia natural y métodos artificiales de extracción

Los fluidos del yacimiento (petróleo, gas y agua) ingresan al pozo a través de los punzados, impulsados por la presión inicial del yacimiento. Cuando dicha presión es suficiente para vencer la columna hidrostática y la pérdida por fricción que ocurre hasta llegar a la batería, el pozo resulta productivo por surgencia natural. Este método se utiliza siempre en los pozos gasíferos y, en general, para el petróleo solo es adecuado mientras la presión de reservorio pueda sostener una producción aceptable. Habitualmente, la extracción y no reposición de la presión en el reservorio obligan a que se deba recurrir a algún sistema de extracción artificial.

Dada la sencillez de la instalación de surgencia, es conveniente tratar de mantener el mayor tiempo esta situación mientras sea posible y conveniente desde el punto de vista económico. El equipamiento, generalmente, se compone de un empaquetador en el fondo del pozo para que la surgencia se produzca a través de la tubería llamada *de producción* (*packer y tubing*) hasta la cabeza del pozo donde solo se requiere un sistema de válvulas (armadura o árbol de surgencia) utilizado para regular los caudales y cerrar el pozo si fuera necesario. Asimismo, se deberán realizar mediciones en el fondo del pozo de presión, temperatura y caudales. Todos estos datos, adecuadamente interpretados, ayudan a una correcta evaluación de las condiciones de producción y del comportamiento del reservorio.

Para los pozos de gas, se mantiene la instalación indicada durante toda la vida y solamente se requiere un adecuado mantenimiento mecánico.

En el caso del petróleo, si no existe algún tipo de mantenimiento de la presión en el reservorio, es prácticamente inevitable que, en algún momento, se deba recurrir a un sistema de extracción artificial. Estos sistemas aportan energía adicional para enviar los líquidos desde el fondo del pozo hasta la batería de producción. Actualmente, existe una gran variedad de sistemas para cumplir esta función, dependiendo su uso de los caudales y presiones necesarios para obtener el resultado esperado, de la energía disponible para lograr la potencia necesaria (electricidad, gas, combustibles) y de algunas otras consideraciones para ciertos equipos muy ingeniosos en ciertas aplicaciones. Otro

elemento a considerar para la selección del equipamiento es la ubicación de los pozos (si están en tierra o sobre el mar, en áreas aisladas o remotas, etc.). También deben considerarse el posible ambiente corrosivo de los fluidos de producción, el costo de la energía, el costo de reparación de los equipos, la flexibilidad para los cambios de régimen o caudal, el impacto ambiental y, en especial, la cercanía de zonas pobladas.

Los sistemas de extracción más conocidos para operaciones costa adentro (*onshore*) son:

- **Bombeo mecánico alternativo:** es uno de los más utilizados por su amplio rango de aplicación, tanto para pozos cortos como para pozos de hasta unos 4.000 metros y caudales de 1 a 350 m³/día. Se compone de una bomba de profundidad en la parte inferior del *tubing* (la misma que generalmente utilizan todos los sistemas), una sarta de varillas de bombeo que transmite el movimiento alternativo al pistón de la bomba y, finalmente, del AIB, (aparato individual de bombeo) o balancín llamado popularmente *cigüeña* con un motor que puede ser eléctrico o a explosión.

Este sistema es reconocido por las siguientes ventajas:

- Es económico en cuanto a los trabajos de reparación y servicio de pozo.
- El uso de materiales especiales o técnicas de inhibición permiten mitigar (o reducir) los problemas de corrosión.
- Permite flexibilidad de la producción variando el ajuste de longitud de carrera y la velocidad de reciprocado (“ciclos o golpes por minuto”).



Figura 10. Bombeo mecánico alternativo-cigüeña.

- Es el método más difundido, con lo cual es bien conocido por las cuadrillas de trabajo y compañías de servicio.
- Tiene una buena eficiencia.

También cuenta con las siguientes limitaciones:

- Capacidad restringida en cuanto a los volúmenes de producción.
 - No es apto para operaciones costa afuera.
 - Elevado costo de capital inicial.
 - El rozamiento frecuente entre la varilla de bombeo y el *tubing* causa problemas de desgaste y facilita la corrosión.
 - No puede manejar volúmenes importantes de gas, ni de sólidos asociados a producción.
 - El manejo inadecuado en campo de las varillas de bombeo puede ocasionar incremento en los trabajos de *pulling* y *workover*.
- **Elevación con gas (*Gas Lift*):** teniendo gas a alta presión, en el yacimiento se puede utilizar parte de este gas para inyectarlo en el espacio anular entre el *tubing* y la cañería de entubación del pozo (*Casing*). Esta operación permite introducir gas en el *tubing*, a distintas profundidades, de forma de ir reduciendo la presión hidrostática del líquido y poder elevarlo a la su-

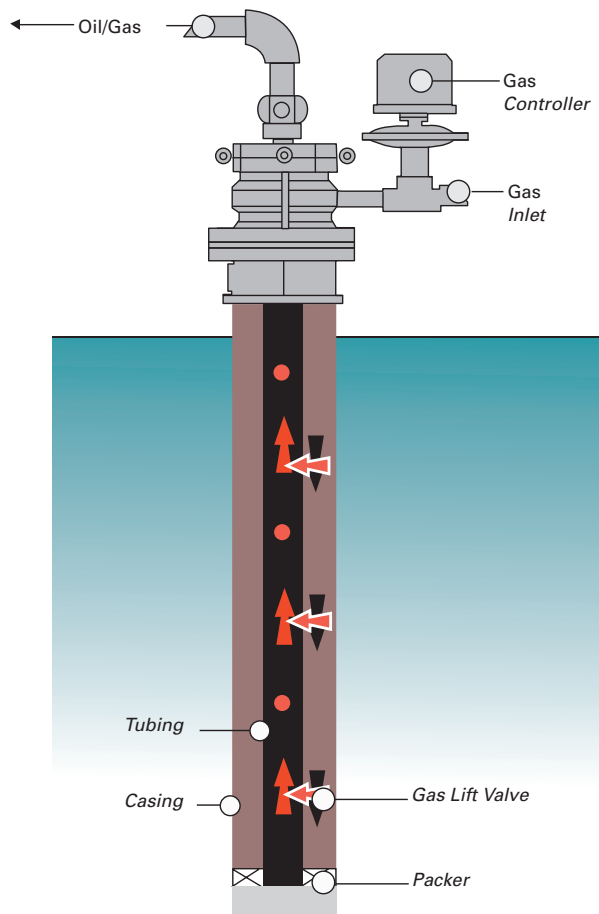


Figura 11. *Gas lift*.

perficie. La instalación es semejante a la de un pozo surgente con el agregado de válvulas en el *tubing* que permite la inyección del gas a distintas profundidades. Requiere también una línea para llevar el gas hasta el pozo y captar y separar el gas producido conjuntamente con los líquidos.

Ventajas del sistema:

- Permite producir altos caudales.
- Es el que más se asemeja a la surgencia natural.
- Es muy flexible, solamente con equipo de *wire-line* se puede ajustar la producción sin retirar el *tubing*.
- Se adapta a pozos dirigidos.
- No presenta inconvenientes en escenarios de producción de arena.

Inconvenientes:

- No es posible si no se cuenta con gas disponible a presión adecuada.
- La presencia de hidratos puede dificultar la operación.
- El *Casing* debe estar en muy buenas condiciones de hermeticidad.
- Los elementos corrosivos del gas deben ser removidos antes de la inyección.
- **Bombeo electrosumergible:** este sistema se utiliza en pozos de muy altos caudales, por ejemplo en áreas con recuperación secundaria, donde las presiones y caudales son prácticamente constantes. El sistema también se utiliza en pozos muy desviados ya que no hay movimiento de ningún elemento mecánico salvo la bomba centrífuga y el motor, que se colocan en el extremo inferior del *tubing* con un cableado eléctrico que alimenta al motor. Por razones técnicas, para grandes volúmenes, el *Casing* del pozo debe anticiparse con un diámetro mayor a los valores normales, ya que el motor de la bomba requiere una importante capacidad de refrigeración, y el diámetro es importante para grandes potencias y consecuentes altos caudales. Es un sistema que requiere una fuente importante de energía eléctrica. En el proceso de producción, conforme el fluido entra en el pozo, debe pasar primero por el motor. Este flujo de fluido ayuda en el enfriamiento del motor, ingresa luego en la admisión en la bomba. Cada etapa (combinación impulsor/difusor) suma una determinada cantidad de presión al fluido, para llegar a la superficie y alcanzar el separador o la línea de conducción.

Las ventajas de las bombas electrosumergibles:

- Alto volumen a gran profundidad.
- Alto rendimiento a más de 1000 BPD.
- Bajo mantenimiento.
- Requisitos mínimos de equipos en superficie.
- Buena tolerancia a ambientes corrosivos de fondo de pozo.
- De aplicación en pozos desviados y verticales con patas de perro.
- Aplicable en pozos con *Casing* diámetro 4 ½" o mayor.

Los inconvenientes más reconocidos para este sistema son:

- Baja tolerancia para bombear la arena.
- Problemas frecuentes con el cable/grampas durante operaciones en el pozo.
- La alta temperatura es una limitación.
- **Bombas de cavidades progresivas (PCP):** es un sistema especialmente utilizado en fluidos de alta viscosidad y sólidos en suspensión. Se utiliza hasta



Figura 12. Bomba PCP.

los 2.000 metros de profundidad y es muy versátil en los caudales que puede manejar, variando simplemente la velocidad de rotación. El fluido es elevado por un elemento rotativo tipo tornillo helicoidal que empuja hacia arriba todo lo que penetra en la cavidad que existe entre dicho tornillo y un estator que consiste en un elastómero vulcanizado, ubicado en el extremo del *tubing* de producción. El rotor es impulsado desde la superficie por un sistema de varillas, que gira accionado por un motor en la cabeza del pozo. Este sistema presenta las siguientes ventajas:

- Alta eficiencia de producción (hasta el 75%).
- Menor impacto en superficie.
- Es excelente para producir petróleos viscosos y pesados.
- Tolera producción de fluidos con sólidos asociados.
- Entrega un funcionamiento silencioso.
- Es de instalación simple con mínimos costos de mantenimiento.
- Equipo portátil, de bajo peso en superficie.

Desventajas:

- Tiene una profundidad limitada de trabajo.
- Tiene limitaciones de caudal.

- **Bombeo hidráulico:** consiste en una bomba en el fondo del pozo accionada por un fluido que se inyecta al pozo (fluido motriz). De esta manera la bomba reenvía a la superficie al fluido de formación juntamente con el fluido motriz. En ciertas condiciones, la bomba puede ser reemplazada por un *jet* que transforma la presión del fluido motriz en una depresión que aspira los fluidos del pozo para enviarlos a superficie. Tiene un amplio rango de caudal y profundidades y es de fácil manejo, puede recuperarse la bomba por inversión del sentido del flujo.

Este sistema presenta las siguientes ventajas:

- El método *Jet Lift* no tiene partes móviles.
- Tiene la capacidad para producir altos volúmenes de fluido.
- Se pueden producir varios pozos desde una misma unidad de bombeo del fluido a presión.
- Bajo mantenimiento de la bomba.
- Bomba “libre” o recuperable con equipo de cable, o bien la bomba puede ser circulada fácilmente a superficie.
- Si se utiliza petróleo “liviano” como fluido motriz es posible producir petróleos más viscosos o “pesados” debido a la mezcla entre ambos.
- Buena relación entre profundidad/volumen producido (15.000 pies).

Desventajas:

- Alto costo de capital inicial por instalaciones de superficie.
- Sistema complejo para operar.
- Resulta económico donde hay un número de pozos juntos en una locación.
- Dado que se trata de un sistema que trabaja a alta presión, los costos de mantenimiento son elevados.
- Se requiere de personal excelentemente entrenado.
- Si existe un problema con el sistema de alimentación (bomba de superficie), todos los pozos quedan fuera de producción.

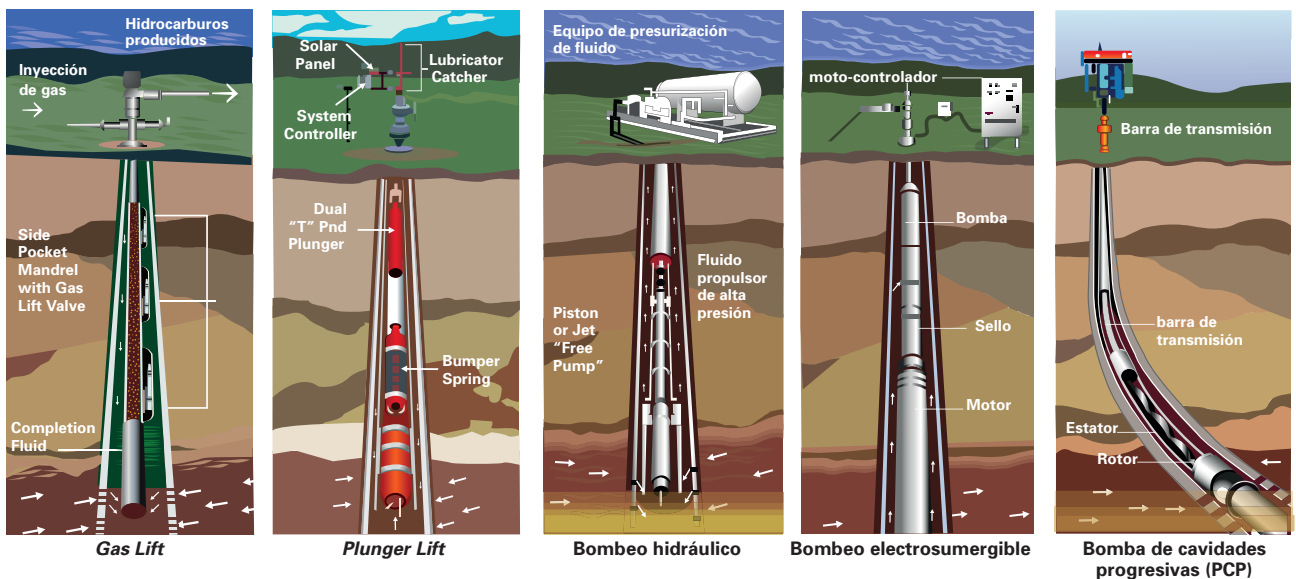


Figura 13. Sistemas de extracción más reconocidos.

- **Plunger Lift:** se trata de un pistón viajero en el *tubing* con un sistema de relojería que tiene en la cabeza del pozo un regulador de ciclos. Se envía el mencionado pistón al fondo del pozo que se mantendrá en esa posición hasta que la presión acumulada en el espacio anular lo eleve hasta la superficie, lo que produce la descarga del fluido que se acumuló sobre el pistón. Es utilizado también para mantener libre de parafinas el *tubing* para el caso de petróleos que tienen tendencia a dicha incrustación. También es adecuado para pozos de gas de bajo caudal y elevado contenido de líquido. Su principal ventaja es la simple instalación y bajo costo.

Consideraciones para seleccionar un sistema de levantamiento artificial

Existen numerosos factores que afectan la selección de una metodología de extracción. A continuación se presentan, de forma resumida, las consideraciones más relevantes para tomar en cuenta [Ref.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, Kermit Brown y otros, 1980]:

Consideraciones respecto del reservorio

IPR	Las curvas "IPR" (<i>Inflow Performance Relationship</i>) se construyen evaluando los caudales de producción a diferentes presiones de fluencia en fondo y definen el potencial de producción de un pozo. Es clave conocerlo antes de evaluar el método de extracción artificial.
Producción total de líquido	Anticipar el caudal total de líquido es fundamental. Por lo general, el bombeo de desplazamiento positivo (bombeo mecánico, bombeo PCP y bombeo hidráulico a pistón) se limita a caudales que están por debajo de 5000 bdlpd (barriles de líquido por día).
Corte de agua	Cortes elevados de agua, por lo general, requieren métodos de extracción que pueden mover grandes volúmenes de fluido.
Relación gas - líquido	Es fundamental saber la cantidad de gas asociado ya que, a mayor porcentaje de gas, menor eficiencia en la extracción.
Viscosidad del petróleo	Viscosidades muy bajas (menores a 10 cp) no interfieren en la selección de ningún método de extracción. Pero fluidos muy viscosos pueden causar inconvenientes, sobre todo si se trata de bombeo mecánico.
Mecanismo de empuje en el reservorio	Reservorios que no están asistidos: en la etapa tardía de la producción seguramente van a requerir de bombeo para producir bajos volúmenes de fluido. También podrán requerir de agua inyectada. Reservorios que están asistidos por empuje de agua: se debe esperar un elevado corte de agua para los sistemas de elevación. Reservorios que están asistidos por casquete de gas: el aumento de la relación gas-líquido puede afectar la eficiencia de elevación.
Otras características del reservorio	Producción de arena, parafina, o productos de corrosión pueden causar taponamiento o abrasión en los mecanismos de producción. Agentes como H ₂ S, CO ₂ , agua salada, etc. pueden causar corrosión. Altas temperaturas de reservorio pueden afectar a los equipos de fondo de pozo.

Consideración respecto del pozo

Profundidad del pozo	La profundidad del pozo tiene relación directa con la cantidad de energía (en superficie) que se necesita para mover los fluidos desde el reservorio a la superficie, y puede poner límites, por ejemplo, a las varillas de bombeo y otros equipos.
Tipo de terminación en el pozo	El tipo de terminación afecta la producción del pozo, y por ende, el sistema de extracción.
Dimensiones de tubing y Casing	Si se tiene un <i>Casing</i> de diámetro pequeño, limita el tamaño del <i>tubing</i> de producción y limita también algunas opciones. <i>Tubing</i> de diámetro pequeño limitará los caudales de producción, y tubos de gran diámetro puede permitir ahogo del pozo por el exceso de líquido.
Trayectoria del pozo	Pozos que tengan una excesiva desviación pueden limitar el uso de bombeo mecánico o bombeo PCP.

Instalaciones de superficie

Caudales	Los caudales están regulados por las presiones en boca de pozo y contrapresiones en los equipos de superficie (es decir, separadores, líneas de flujo, etc.).
Diámetro y longitud de la línea de conducción	La longitud de las líneas de conducción y el diámetro en boca de pozo determina los requerimientos de presión y afecta el rendimiento general del sistema de producción.
Contaminantes	Incrustaciones, parafina, etc., incrementan la contrapresión del sistema.
Fuentes de energía	La disponibilidad de electricidad o gas natural regula el tipo de levantamiento artificial seleccionado. Otras fuentes, como diésel o querosén, también pueden ser consideradas.
Ubicación del campo	En los campos costa afuera, la disponibilidad de espacio en la plataforma y la trayectoria de los pozos, por lo general direccionales, son las principales consideraciones y limitantes en la selección. En los yacimientos en tierra, factores tales como los límites de ruido, las preocupaciones ambientales, el acceso a la superficie y el espacio en las locaciones también deben ser considerados.
Entorno climático	Afecta el funcionamiento de los equipos en superficie.

Formas de operar el yacimiento

Proyecto de recuperación a largo plazo	El sistema de extracción debe considerar que el reservorio cambia a lo largo del tiempo.
Proyectos de recuperación asistida o mantenimiento de presión	Estos procesos van a cambiar las propiedades del fluido y posiblemente requieran cambios en los sistemas de levantamiento artificial.
Automatización del campo	Si el equipo de control de la superficie será de propulsión eléctrica, un sistema de levantamiento artificial accionado eléctricamente debe ser considerado.
Disponibilidad de personal de operación y servicios de apoyo	Algunos sistemas de levantamiento artificial son de bajo mantenimiento, mientras que otros requieren un seguimiento regular y monitoreo continuo. Las necesidades de servicios (equipos de <i>workover</i> , unidades de <i>wireline</i> , etc.) son clave. La familiaridad del personal de campo con el equipo también deben tenerse en cuenta (entrenamiento).

Tomando los puntos arriba especificados, es posible realizar la siguiente tabla indicativa:

Parámetros de operación	Bombas de desplazamiento positivo			Bombas de desplazamiento dinámico		Levantamiento por gas [<i>Gas Lift</i>]
	Bombeo mecánico	PCP	Bombeo hidráulico [Pistón]	ESP	Bombeo hidráulico [Jet]	
Prof. típica de operación (TVD)	100' a 11.000'	2.000' a 4500'	7.500' a 10.000'	5.000' a 10.000'		5.000' a 10.000'
Prof. máxima de operación (TVD)	16.000'	6.000'	17.000'	15.000'	15.000'	15.000'
Caudal típico de operación (BFPD)	5 a 1500	5 a 2.200	50 a 500	100 a 30.000	300 a 4.000	100 a 10.000
Caudal máximo de operación (BFPD)	6.000	4.500	4.000	40.000	>15.000	30.000
Temp. máxima de operación	550 °F [288 °C]	250 °F [120 °C]	500 °F [260 °C]	400 °F [205 °C]	500 °F [260 °C]	400 °F [205 °C]
Manejo de ambiente corrosivo	Bueno a excelente	Pasable	Bueno	Bueno	Excelente	Bueno a excelente
Manejo de gas	Pasable	Bueno	Pasable	Pasable	Bueno	Excelente
Manejo de sólidos	Pasable	Excelente	Pobre	Pasable	Bueno	Bueno
Gravedad del fluido	> 8 ° API	< 35 ° API	> 8 ° API	> 10 ° API	> 8 ° API	> 15 ° API
Servicio a pozo	<i>Workover</i> o <i>pulling</i>	<i>Workover</i> o <i>pulling</i>	<i>Wireline</i>	<i>Workover</i> o <i>pulling</i>	<i>Wireline</i>	<i>Wireline</i> o <i>workover</i>
Aplicación costa afuera	N/A	Buena	Buena	Excelente	Excelente	Excelente
Eficiencia [%]	45 - 60	40 - 70	45 - 55	35 - 60	10 - 30	10 - 30

Mediciones necesarias para el control del reservorio y optimización de la producción

Para un correcto control de las operaciones de producción y para obtener información imprescindible en el manejo del reservorio, se hace necesario realizar un monitoreo continuo de distintos parámetros, entre los que se destacan los siguientes:

- **Mediciones de presión y temperaturas:** hace posible obtener sus valores tanto estáticos como dinámicos en el fondo del pozo, con registro de la evolución en el tiempo cuando se cierra el pozo (*Build-Up*). Esto permite realizar cálculos de permeabilidad, posibles daños en los canales de flujo y mejorar el modelo de reservorio, etcétera.
- **Ensayo a diferentes caudales con registro de presiones:** determina una curva de *performance* del pozo (IPR).
- **Ensayos de caudales y presiones:** se utiliza en pozos inyectores de recuperación secundaria.
- **Controles permanentes de producción de fluidos:** esto es válido para la producción a nivel general, en baterías y pozo por pozo, lo que determina una historia que permite seguir la evolución y estimar el comportamiento futuro para cálculos de las reservas. Incluye el seguimiento de la eficiencia de los equipos bombecedores y de los niveles de fluidos entre *tubing* y *Casing* (“nivel entre-columnas”).
- **Análisis de laboratorio diario:** con este análisis se obtiene la cantidad de agua que pudiera quedar remanente, en forma de emulsión, en el crudo a entregar para la venta. Es necesario controlar también la salinidad del agua producida para prevenir posibles irrupciones desde capas acuíferas no deseadas. Típicamente se determina la densidad y viscosidad del petróleo, la composición del gas y el análisis químico del agua producida.
- **Mantenimiento preventivo de los elementos mecánicos y eléctricos.**

Instalaciones para la producción

Desde el pozo hasta el gasoducto o el oleoducto de transporte de los productos se encuentran habitualmente las siguientes instalaciones:

- **Red de cañerías de conducción:** llevan la producción de los pozos hacia satélites colectores de campo, que pueden diferenciar la producción a nivel de pozo, para su ensayo individual, o llevar toda, en conjunto, hacia una batería.
- **Batería colectora:** recibe la producción total de fluidos de los pozos conectados de las cercanías (en promedio unos 20 pozos). En sus instalaciones se realiza una separación del gas y líquidos, una posterior separación de agua libre, la medición de los distintos caudales, a nivel general o particular de cada pozo, y el almacenamiento de los líquidos en tanques para su bombeo a las plantas de tratamiento de crudo y agua. El gas se envía directamente del separador a un gasoducto de captación para llevarlo hacia la planta de tratamiento o a los compresores, si resulta necesario.



Figura 14. Red de cañerías de conducción.

- **Planta de tratamiento del crudo:** recibe la producción de todas las baterías para proceder a su acondicionamiento para la venta. Ello exige eliminar el agua residual y las sales llevando su contenido a valores por debajo del límite permitido. Aquí se utilizan productos químicos, calentadores, tratadores termoelectrónicos, para romper emulsiones de petróleo y agua. Adicionalmente, se cuenta con distintas bombas dosificadoras de químicos, hornos para calentamiento, tanques de reposo, tanques de almacenaje para el despacho y bombas para la entrega al oleoducto. La producción se puede medir con tanques calibrados que determinan los niveles antes y después del bombeo o, para caudales



Figura 15. Planta de tratamiento de crudo.



Figura 16. Planta de tratamiento de gas.

importantes, con unidades automáticas de medición volumétrica con distintos tipos de caudalímetros. Se mide continuamente la densidad que define la calidad y el precio del petróleo.

- **Planta de tratamiento de gas:** se prepara al gas para su ingreso al gasoducto. En ella se reduce la humedad naturalmente contenida en los gases y se controla otros contenidos no deseados, como CO_2 y SH_2 , para evitar la corrosión de las instalaciones. El ingreso al gasoducto debe contar con las instalaciones necesarias para aumentar la presión hasta el valor requerido.
- **Planta de tratamiento de agua:** se acondiciona el agua producida para su reinyección, ya sea para recuperación secundaria o simplemente, acorde a su salinidad, para su eliminación en un pozo que la envía a niveles adecuados del subsuelo, de este modo se evita contaminar las capas de agua dulce.

Todas las instalaciones mencionadas se diseñan con la definición de un caudal base para el manejo de las producciones posibles durante el desarrollo de las operaciones y siempre con la previsión de contar con módulos que permitan ampliar o desafectar parte de las instalaciones durante la vida del proyecto.

Sistemas de producción para operaciones costa afuera (offshore)

Cuando se analiza un sistema de levantamiento artificial, la locación es un factor determinante. Como es bien sabido, para cualquier opción que se ponga bajo análisis en un proyecto costa afuera, el ahorro de espacio es vital en las plataformas. Del mismo modo se pone en consideración la disponibilidad de electricidad.



Figura 17. Planta de tratamiento de agua.

Por otro lado, en un alto porcentaje, los proyectos costa afuera involucran grandes caudales de producción, razón por la cual los sistemas más utilizados son el bombeo electrosumergible y el levantamiento por gas (*Gas Lift*).

Con capacidades de producción que pueden alcanzar los 40.000 bpd, las bombas electrosumergibles son la mejor opción para escenarios de media y alta producción siempre y cuando la disponibilidad de electricidad no represente un inconveniente. La selección de estas bombas se realiza cuidadosamente ya que si su servicio no fuera adecuado, los trabajos de recuperación y reemplazo de estas serán costosos y podrían tornar al proyecto no conveniente desde el punto de vista económico. Los mayores problemas técnicos con este tipo de bombas se refieren a la posibilidad de incrustaciones, inconvenientes con el cable y en la temperatura que los componentes elastoméricos pueden resistir.

El levantamiento por gas es quizás el sistema más económico y más conveniente si se dispone de una fuente de gas cercana. En este tipo de sistema, las instalaciones de superficie están muy relacionadas con las instalaciones en el pozo, y es muy importante monitorear las variaciones de presión en todo el sistema durante el tiempo en el cual se desarrolla el proyecto. En la superficie se suelen tener compresores, separadores, válvulas, etc., que influyen directamente en la disposición y espacio para la elección de un sistema de *gas lift*.

Otro factor a considerar es la manera en la cual se va a realizar el servicio al pozo, y cuando se trata de desarrollos en el mar, será clave la ubicación de la cabeza de pozo, la cantidad de pozos y la complejidad de la instalación; como así también si la cabeza de pozo se encontrará directamente accesible en la superficie de la plataforma, o si está en el lecho marino. En la figura 18 se muestran de forma simplificada las configuraciones de cabeza seca versus cabeza húmeda.

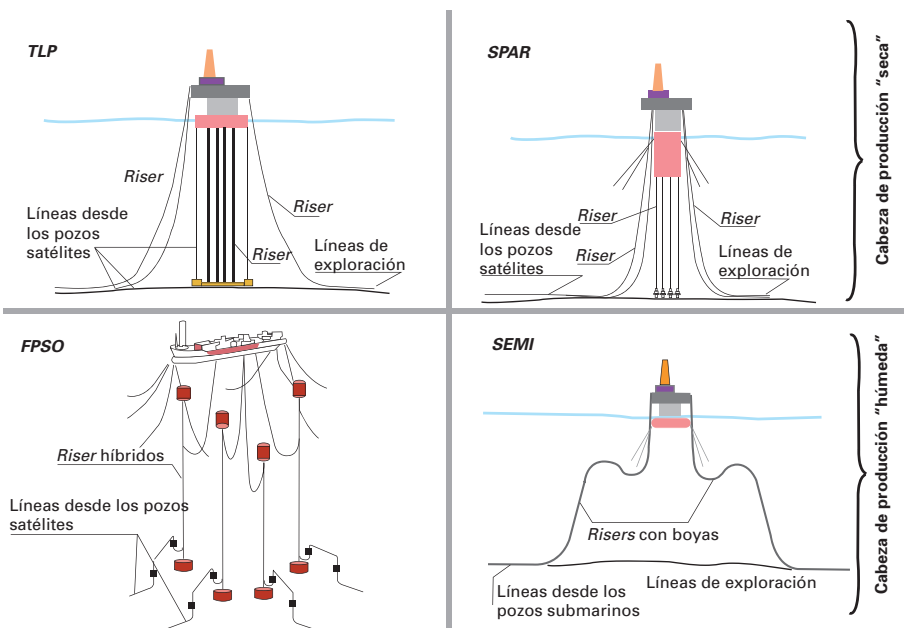


Figura 18. Configuración de cabeza de pozo seca y húmeda.

Risers de producción

Un sistema de *risers* se conforma esencialmente de tubos que conectan las estructuras en la superficie con la cabeza del pozo en el fondo del mar, o bien con las líneas de conducción submarinas. Hay *risers* flexibles y *risers* rígidos, la combinación de ambos es conocida como *riser híbrido*.

¿Qué función cumplen estos conductores? Su función puede estar relacionada con la perforación, la terminación o *workover*, pero también con la producción. Sin duda que estas tuberías resultan en la actualidad, la parte más crítica, desde el punto de vista estructural, entre todas las tuberías que participen de un proyecto costa afuera, fundamentalmente debido a la fatiga.

Las fuentes de fatiga incluyen:

- Movimiento del buque debido a las olas y a la carga del viento.
- Movimiento del *riser* debido a lo mismo.
- Vibración inducida por vórtices (VIV).
- Demás fuentes que otorguen movimiento alternativo al sistema.

Por este motivo es que el *riser* debe estar diseñado como para poder acomodar curvaturas de relativamente pequeños radios y movimientos diversos sin daño. Esto impacta directamente en su costo, que es mucho mayor que el de otros componentes tubulares.

Instalaciones submarinas

Al igual que en los proyectos en tierra, una vez que el caudal de petróleo, gas, agua o una mezcla, es extraído del reservorio, es necesario realizar varias operaciones de procesamiento antes de transportar los fluidos a otro lugar.

En la actualidad no es completamente posible llevar a cabo todas estas operaciones directamente en el fondo submarino. En la mayoría de los proyectos es necesaria la instalación de estructuras (fijas o flotantes) que cuenten con los equipos capaces de realizar estos procesos y servir a uno o más yacimientos en función de su capacidad.

Las instalaciones de producción se empiezan a definir cuando se establece la planimetría del proyecto, esto es la distribución y posición en el campo de todas las estructuras (en mar y en tierra) incluidas las tuberías y pozos, que van a permitir el acceso al yacimiento y el mantenimiento de la producción durante el plazo establecido del proyecto.

La planimetría del desarrollo particular costa afuera tiene una influencia significativa en la definición de las tuberías y equipos, con particular énfasis en las técnicas de instalación. En los campos de aguas profundas, que están dominados por pozos submarinos, el diseño de campo tiende a ser muy diferente a los de profundidades de agua convencionales. En ellos, las tuberías tienden a ser relativamente simples para vincular entre sí las plataformas, o bien para vínculos entre el campo y la costa.

En aguas profundas, las líneas de flujo tienden a ser mucho más complejas, con la necesidad de varias estructuras, incluyendo válvulas e instalaciones satélites para facilitar la incorporación de la producción de pozos dispersos (o pozos adicionales) en la línea de flujo principal.

Los sistemas de producción se completan luego con otras líneas, a saber:

- **Líneas de conducción de campo o simplemente “flowlines”:** son tuberías que se instalan para poder transportar la producción o bien para permitir la inyección de algún tipo de fluido (gas, agua, etc.). Estas tuberías están conectadas a estructuras tales como colectores, cabeza de los pozos, etc., y siempre están apoyadas sobre el fondo del mar.
- **Líneas de exportación:** son aquellas líneas de conducción que se encargan de “transportar los fluidos” a la orilla.
- **Líneas de descarga (*Offloading System*):** se trata de líneas de conducción suspendidas, que vinculan las plataformas de producción con las boyas de carga y ayudan a transferir los fluidos procesados a los barcos cisterna.

Otros aspectos importantes de las instalaciones submarinas

Hay algunas características asociadas a los pozos en alta mar que convierten a este tipo de estructuras en peculiares. Algunas de tales características son:

- Factores ambientales (profundidad del agua, clima, corrientes y olas, bioactividad).
- Los tipos de estructuras utilizadas (operaciones de desconexiones, ventanas de trabajo de los equipos, cargas límites, etc.).
- Diseños especiales de los pozos y complejidades en su terminación.

Régimen de explotación óptimo de un yacimiento

Suele mencionarse como una de las tareas propias de la ingeniería de reservorios, establecer el régimen de explotación óptimo de los pozos y, por ende, de los reservorios y yacimientos a los que pertenecen.

Lo que no siempre se tiene presente es que, así formulado, resulta imposible responder cuál es el régimen de explotación óptimo. En efecto, a los fines de determinarlo, resulta fundamental definir cuál es la variable que se desea optimizar.

Puede suceder que lo óptimo para una compañía sea maximizar su ganancia económico-financiera y que, consistente con dicho objetivo, la empresa busque determinar el programa de desarrollo y establecer el régimen de explotación de los pozos que maximice el valor actual neto del proyecto (VAN). Pero la misma compañía, en caso de poseer fondos limitados y múltiples zonas a desarrollar, seguramente adoptaría una estrategia diferente: trataría de maximizar la eficiencia de su inversión, también llamada *índice de valor actual neto* (IVAN = VAN por unidad monetaria genuinamente desembolsada). Al ser diferente el entorno y, por ende, distinta la variable a optimizar, el programa de desarrollo, en este escenario, puede resultar significativamente diferente respecto al que se adoptaría de no existir limitaciones presupuestarias.

A su vez, es muy probable que existan otros intereses u objetivos como maximizar, para determinado período futuro, la recuperación final de hidrocarburos (*EUR*, por su nombre en inglés) o asegurar su suministro o minimizar las importaciones.

Como vemos, no se puede hablar de un “óptimo” en abstracto. Resulta necesario contestar previamente cuál es la variable que se desea optimizar. De igual manera, resulta evidente que para optimizar cualquier variable (VAN,

EUR, etc.) no solo se deben analizar los regímenes de explotación, sino también los planes de desarrollo del yacimiento en cuestión.

Por lo expuesto, el primer paso es establecer qué se quiere optimizar: ¿el VAN?, ¿el IVAN?, ¿el *EUR*?, ¿el caudal de producción durante determinado período?, etcétera.

El paso siguiente es seguramente el más complejo: ¿cómo hacerlo? A tal efecto, en primer término, resulta imprescindible conocer profundamente los fenómenos físicos que gobiernan el movimiento de los fluidos en el subsuelo y posteriormente disponer de las herramientas idóneas para realizar el trabajo.

Algunas consideraciones sobre el movimiento y recuperación de los fluidos

Como ya mencionamos, en los reservorios de hidrocarburos, coexisten tres tipos de fuerzas: las de impulsión (también denominadas *viscosas*), las gravitatorias y las capilares. Salvo en procesos de recuperación asistida complejos, el operador solo puede actuar directamente sobre las primeras, pero al accionar sobre las fuerzas de impulsión, modifica la relación entre estas y las otras dos fuerzas, lo que puede variar la recuperación final de hidrocarburos y los caudales de producción. Cabe destacar que toda decisión de alterar el equilibrio de fuerzas, inevitablemente conlleva implicancias económicas, es decir, un costo que podrá ser compensado, o no, por la pretendida mayor recuperación o mayor producción.

Asimismo, vale la pena recordar que los fenómenos de volatilización y condensación (pase de masa de una fase a la otra) dependen no solo de la presión, de la temperatura y de la naturaleza de los hidrocarburos, sino también de las constantes de equilibrio de los diferentes componentes del sistema. De esta manera, variando la cantidad de gas que se extrae, en reservorio o en las instalaciones de producción, se modifican las composiciones y los volúmenes de ambas fases. Un ejemplo de lo expuesto, en el caso de las instalaciones de superficie, es la variación en los volúmenes recuperados de gas y líquido que se produce cuando se agregan separadores o se modifica la presión de trabajo de estos.

Este fenómeno se presenta también en subsuelo y es mucho más importante en reservorios próximos al punto crítico (petróleo volátil y gas con condensación retrógrada). Es por ello por lo que suele decirse que, en yacimientos de petróleo volátil, la composición de los fluidos producidos y remanentes depende no solo de sus composiciones iniciales, sino también de la curva de permeabilidades relativas, ya que la producción de mayor o menor cantidad de gas, respecto a lo extraído de petróleo, afecta las composiciones.

Por último, otra circunstancia a considerar, especialmente en reservorios de gas, es el hecho de que, para un determinado desplazamiento, cuando se habla de hidrocarburo remanente o residual se hace referencia a su volumen en condiciones de fondo. Este volumen depende de la geometría poral y de la eficiencia de barrido, pero no depende de la presión de desplazamiento. Si esta es alta, la masa asociada a un volumen remanente dado es mayor que la que se obtiene en el caso de una presión menor, y conduce a una menor recuperación en condiciones de superficie.

Estos factores genéricos afectan, en mayor o menor medida, a las diferentes clases de reservorios, que analizamos a continuación.



Reservorios de gas seco

Cuando no existe empuje hidráulico, la recuperación de gas a determinada presión es independiente del régimen de explotación. El reservorio puede verse como un tanque de volumen prácticamente constante, donde no existe competencia entre las fuerzas viscosas y las gravitatorias o capilares, ni factores que provoquen la existencia de un gas residual. Se podría recuperar el 100% del gas, si resultase económico (y técnicamente factible) colocar una bomba de vacío que llevase a valor cero la presión absoluta final del reservorio. En otras palabras, no existe dependencia entre el régimen de explotación y la recuperación última de gas. Cada operador podrá establecer su estrategia de desarrollo y explotación de acuerdo a sus necesidades, sin afectar los volúmenes finales de gas a obtener.

En el caso de que exista entrada de agua al reservorio, este fluido, en su desplazamiento, dejará gas entrampado (remanente) tanto a nivel microscópico (poral) como a nivel macroscópico. Este último se puede rotular como *gas residual estructural* y está asociado a zonas de diferente permeabilidad que se barren a velocidades diferenciales.

Dependiendo de la velocidad de desplazamiento, se pueden inundar más rápidamente las zonas de alta o de baja permeabilidad y dejar el gas residual atrapado en las zonas complementarias. Con caudales elevados, el agua ingresa prioritariamente en los niveles más permeables en tanto que, a bajas velocidades, las fuerzas capilares favorecen el ingreso de agua a las zonas menos permeables.

Recordando lo ya mencionado, en referencia a que el volumen de gas remanente en fondo es independiente de la presión, una presión de reservorio más alta trae como consecuencia una mayor masa entrampada. Por esta razón, para una mejor recuperación convendrá “ganarle de mano” al agua y explotar el yacimiento al mayor régimen posible, de tal forma que, cuando el agua comience a entrar, encuentre al reservorio depletado. De esta manera, disminuye la masa remanente de gas y, en consecuencia, el efecto negativo del empuje hidráulico.

En muchos casos, al no existir mercado para la venta de grandes cantidades de gas, resulta imposible aumentar el régimen de extracción total de un área, pero si se dispone de diferentes reservorios, una política inteligente será priorizar la extracción en zonas donde se hubiese detectado empuje hidráulico, y postergar para un futuro la explotación de reservorios sin entrada de agua. De igual manera, si se descubren simultáneamente varios reservorios de gas con empuje hidráulico, resultará conveniente desarrollar solo uno de ellos y explotarlo a régimen máximo; una vez agotado este, se aplicará igual política al siguiente y así sucesivamente. De esta forma se atenuará la acción contraproducente de la entrada de agua.

No obstante lo expuesto, en referencia al efecto negativo del empuje hidráulico en yacimientos de gas, en algunas circunstancias puede resultar económicamente conveniente perder algo de recuperación para mantener la presión del reservorio; de esta manera se evitan los desembolsos que provocaría tener que comprimir el gas.

Otro aspecto a tener en cuenta en los pozos estructuralmente bajos es el efecto de los altos caudales en la conificación de agua. Es por ello por lo que se recomienda, en lo posible, perforar los pozos alejados del contacto gas-



agua y, si algún sondeo se encontrara cerca de este, explotarlo a un caudal que no produzca conificación o que la retrase.

Reservorios de gas húmedo

Para estos reservorios son válidas las mismas consideraciones efectuadas para los de gas seco, ya que en subsuelo ambos reservorios no presentan diferencias. Solo cabe agregar que se deberá estimar a qué presión deben trabajar los separadores para optimizar la variable que se decidió priorizar.

Reservorios de gas con condensación retrógrada

A los conceptos vertidos para gas seco y húmedo debe agregarse la siguiente consideración: si bien, en principio, la existencia de un empuje hidráulico continúa siendo inconveniente para maximizar la recuperación volumétrica final de gas, el mantenimiento de la presión evitará o disminuirá el depósito de fracciones pesadas en el reservorio. Como contrapartida, si se mantiene la presión, el gas atrapado es más rico, es decir, de mayor valor comercial.

En los casos donde el volumen de condensado asociado es significativo, se suele estudiar la implementación de un proyecto de reinyección de gas seco (“gas recycling”). El objetivo de dicho proyecto es el de maximizar la recuperación de líquidos de mayor valor comercial. Para ello se reinyecta el mismo gas extraído al que, mediante plantas adecuadas, se le extraen los componentes más pesados. Este proceso permite mantener parcialmente la presión, lo que evita o disminuye la pérdida de productos condensables.

Aunque técnicamente estos proyectos permiten recuperar más hidrocarburos (y de mayor calidad), la venta de gas se retrasa puesto que, durante el reciclado, solo se comercializan los líquidos recuperados en superficie. Debe destacarse que estos proyectos requieren grandes inversiones iniciales, y los estudios deben realizarse con modelos composicionales.

Reservorios de petróleo subsaturado sin empuje hidráulico

Al existir una sola fase móvil en el subsuelo, no existe competencia de fuerzas, y la recuperación de petróleo resulta independiente del régimen de explotación.

Reservorios de petróleo saturado sin empuje hidráulico

Al caer la presión, el petróleo libera gas y, dado que este fluido tiene una gran capacidad de expansión, se podría obtener una altísima recuperación de petróleo si este gas permaneciera en el reservorio, lo que resulta prácticamente imposible dada su gran movilidad.

Un ejemplo sencillo que permite visualizar las estrategias adecuadas para optimizar la recuperación de petróleo en estos escenarios es el sifón de agua carbonatada. Si se lo produce en vertical (posición habitual), la recuperación del agua es casi total, pero, si se lo inclina (o se lo invierte), queda un remanente importante de agua (ya sin gas disuelto) que resulta imposible de recuperar por la técnica regular. La primera situación (uso normal del sifón),

al evitar la producción de gas libre, permite apreciar la importancia de conservar el gas liberado dentro del reservorio. Esta condición aumenta tanto la velocidad de producción como la recuperación final. Cuando se desperdicia el gas liberado (sifón inclinado o invertido), se afectan seriamente la producción y la recuperación final.

Por lo tanto, es fundamental que todo petrolero (no solo el reservorista) tenga siempre presente que cuanto más gas se produzca, menos petróleo habrá de recuperarse. Incorporar este concepto, por todos conocido, pero no siempre recordado, permitirá tomar medidas que siendo económicamente factibles impidan la producción inútil de gas y mejoren la recuperación final de petróleo. Entre estas cabe mencionar:

- Cerrar los pozos con alto GOR.
- Evitar las conificaciones de gas mediante un régimen de producción adecuado.
- En capas de gran espesor y con cierto buzamiento, dejar sin punzar los metros superiores para que el gas liberado pueda segregarse hacia la región superior de la estructura.

Reservorios de petróleo con empuje hidráulico o en recuperación secundaria por inyección de agua

Uno de los errores más frecuentes y con notable impacto sobre los cálculos de recuperación, que se cometen cuando se analiza el movimiento del agua en los reservorios, consiste en despreciar la acción de las fuerzas capilares. Salvo para reservorios fisurados, la casi totalidad de los libros clásicos omiten el tratamiento de los fenómenos de imbibición, asumiendo implícitamente que esta solo es importante en yacimientos de doble porosidad.

En alguna medida, puede afirmarse que todo reservorio heterogéneo está en algún punto intermedio entre un reservorio homogéneo y uno fisurado (que representa el máximo de heterogeneidad imaginable en una estructura porosa). De esta forma, cuanto más heterogénea sea la estructura considerada, más parecido será su comportamiento al de un reservorio fisurado.

Muchas experiencias muestran que la imbibición juega un rol importante en todos los reservorios, especialmente en aquellos con alto contraste de permeabilidades, tales como los reservorios altamente estratificados. Cuando predominan las fuerzas capilares, el agua inunda primero las zonas de baja permeabilidad y después las más permeables.

El fenómeno de imbibición explica por qué, en yacimientos altamente estratificados, se puede tener una altísima producción de agua a los pocos meses de comenzada la inyección y luego se continúa produciendo por años con un corte de agua que aumenta en forma muy leve, lo que permite recuperaciones finales mucho más elevadas que las que se estimarían por métodos clásicos, habida cuenta de la temprana irrupción inicial.

Tomar en consideración no solo las fuerzas viscosas, sino también las capilares, permite una mejor selección del “*pattern*” de inyección, un mejor cálculo de las recuperaciones finales y, fundamentalmente, en la etapa de madurez del proyecto, adoptar medidas para una mayor recuperación y una operativa más económica.





El breve análisis de los párrafos previos permite comprender de qué forma el desconocimiento de cualquier fenómeno que esté ocurriendo en un sistema impide la toma de decisiones correctas. En el caso de la optimización del régimen de extracción, si la imbibición está presente, deberá usarse para su determinación un modelo que tome en cuenta las fuerzas capilares. Caso contrario, la decisión será errónea, independientemente de cuán sofisticada sea la herramienta en otros aspectos.

Reservorios de petróleo volátil saturado

Al existir gas y petróleo con gran cantidad de componentes intermedios (que pueden estar mayoritariamente en fase líquida o gaseosa dependiendo de las condiciones particulares de presión y temperatura de cada punto del sistema), el análisis debe ser forzosamente composicional. Es tal vez el tipo de reservorio donde la recuperación final se ve más influida por la política de explotación.

Algunas consideraciones sobre las herramientas a utilizar en los cálculos

Como su nombre lo indica, las herramientas son auxiliares que posibilitan y facilitan el cálculo, pero no pueden reemplazar al análisis conceptual del problema, ni tomar en cuenta el efecto de factores que no hayan sido considerados en el modelo.

El análisis de diferentes estrategias de explotación de un yacimiento se debe efectuar integrando modelos de reservorio, pozos y red de superficie. El fluido que se encuentra en el reservorio indefectiblemente debe fluir a través de varios elementos en serie, medio poroso, pozo y red de superficie, hasta llegar al punto de entrega. Cada uno de estos elementos causa una caída de presión y afecta la de los otros componentes del conjunto. De esta manera, al introducirse variantes, puede modificarse el factor de recuperación final del yacimiento.

Los modelos integrados le permiten al ingeniero visualizar el impacto de cada uno de estos elementos y evaluar diferentes estrategias o escenarios de desarrollo que maximicen la variable deseada (VAN, TIR, factor de recuperación final, etcétera).

El estudio aislado, no sistémico, de cada uno de estos elementos nos puede llevar a tomar decisiones equivocadas en cuanto al sub o sobredimensionamiento de las instalaciones, al número más adecuado de pozos, a la necesidad o no de montar equipos artificiales de producción o al tipo y característica de estos sistemas.

En cuanto al modelo de reservorio, una vez detectado el fenómeno que está ocurriendo en subsuelo, se deberá elegir la herramienta adecuada para llevar adelante el cálculo, prestando especial atención a que esta considere la acción de todas las fuerzas que se supone que actúan. Por ejemplo, será incorrecto el uso de un modelo tipo tanque o de una simulación 2D en plano horizontal, si las fuerzas gravitacionales son significativas. Tampoco se podrá usar una herramienta que desprece los efectos capilares, cuando la imbibición se presente como un mecanismo importante. Asimismo, cuando se trate de petróleos volátiles, habrá que utilizar herramientas composicionales.

La simulación numérica 3D, conceptual o a nivel yacimiento, “*black oil*” o composicional, puede ser de muchísima utilidad para estudiar problemas de “*coning*” o para realizar pronósticos de producción y analizar las recuperaciones finales que se obtendrían utilizando diferente número de pozos o diferentes políticas de explotación, pero será una herramienta inapropiada en yacimientos con altos contrastes de permeabilidad donde se esté inyectando agua, si las fuerzas capilares han sido despreciadas en el modelo.

Yacimientos no convencionales

Existe una clasificación que se emplea en la industria para ubicar y distinguir entre yacimientos convencionales y no convencionales, aunque probablemente los límites se vayan corriendo con los años. Esta clasificación se sintetiza en la pirámide siguiente, originalmente presentada por Holditch en el año 2002:

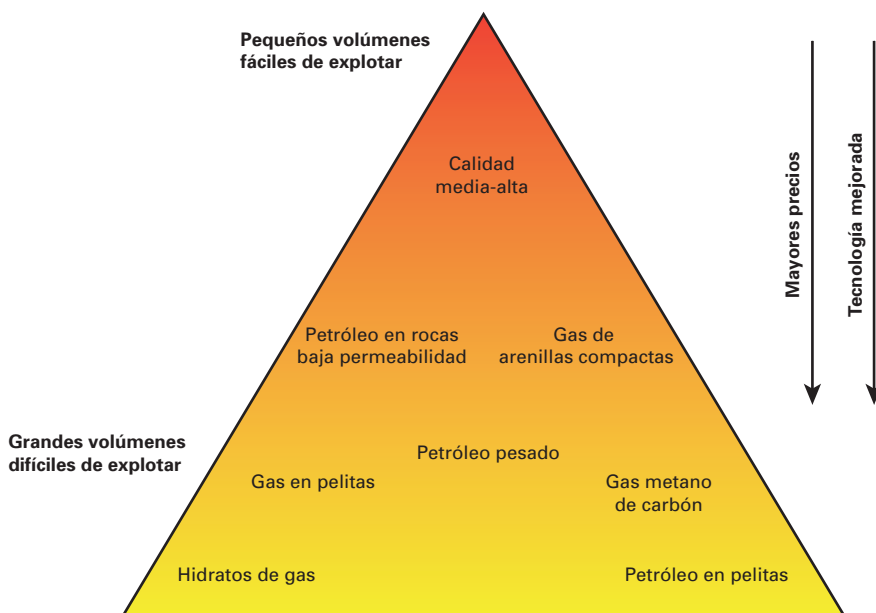


Figura 19.

En la parte superior de la pirámide se encuentra lo que hoy llamamos *yacimientos convencionales*. Hasta el presente, más de un 95% de la producción de hidrocarburos provino de dichos reservorios. En los últimos tiempos, el avance de la tecnología y un precio mundial adecuado de los hidrocarburos hicieron que se dieran las condiciones propicias para el inicio de la explotación de reservorios no convencionales. En particular, se han empezado a desarrollar algunas acumulaciones que se encuentran en la parte media y baja de la pirámide. Es importante destacar que los volúmenes in situ de estos reservorios son mayores a los convencionales.

Dentro de los reservorios no convencionales se incluyen: gas de areniscas compactas (*tight gas sands*) y petróleo en rocas de baja permeabilidad (*low*

perm oil), *shale gas* y *shale oil* (en lutitas), petróleo pesado (*heavy oil*), gas metano de carbón (*coal bed methane*) y los hidratos de gas (*gas hydrates*). El desarrollo de estos recursos depende fuertemente del avance tecnológico, con el consecuente abaratamiento de los costos y de un entorno económico y de demanda adecuados.

Aunque pueda resultar arbitrario, y seguramente provisorio, se puede definir *como reservorio no convencional* aquel en donde la producción de volúmenes económicos solo es posible si se realizan estimulaciones masivas de los reservorios; típicamente grandes fracturas hidráulicas. Los pozos pueden ser verticales u horizontales. El objetivo es exponer la mayor cantidad de reservorios posibles al tratamiento de estimulación. Dicha estimulación consiste en fracturar la roca reservorio ejerciendo altas presiones mediante la inyección de un fluido (generalmente agua). Posteriormente, y una vez disminuida su presión interna, la fractura se mantiene abierta con un agente de sostén bombeado conjuntamente con el agua durante la operación de fracturación. Los agentes de sostén más usuales son arena o pequeñas esferas de cerámica resistentes a la presión litostática.

El desafío inmediato que tiene la industria en la República Argentina es el desarrollo de los recursos existentes en *tight gas sands*, *shale gas* y *shale oil*. En los próximos puntos les dedicaremos una explicación mucho más extensa, en especial al “fenómeno *shale*”.

Gas de areniscas compactas (*tight gas sands*)

Bajando en la pirámide, el primer reservorio no convencional lo constituyen las *tight gas sands* o gas de areniscas compactas. Se trata principalmente de areniscas, normalmente de origen marino, con porosidades primarias menores al 10% y permeabilidades absolutas inferiores a 0,1 mD. Generalmente, la baja permeabilidad es atribuible a procesos de compactación, cementación, recristalización y cambios químicos producidos durante el tiempo transcurrido con su consecuente profundización.

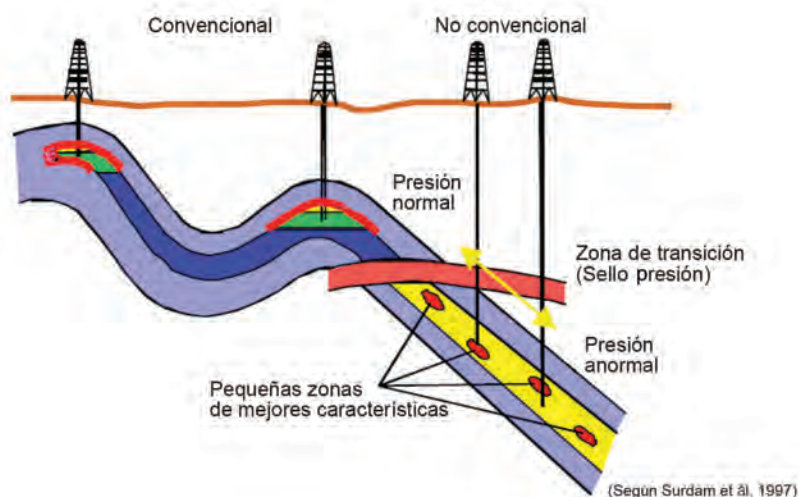


Figura 20.

Existen varias formas de definir o identificar este tipo de acumulaciones. Una de las de mayor uso es la que identifica como reservorios tight a aquellos que requieren estimulaciones masivas para proporcionar producciones aceptables.



Luego de ser estimulados, estos reservorios tienen inicialmente una producción alta, pero experimentan una declinación pronunciada en corto tiempo, para luego estabilizarse en valores bajos (comparados con los de los reservorios convencionales). Los pozos verticales de gas convencional se explotan con distanciamientos entre pozos del orden de los 800 metros, en tanto que los pozos de estas características tienen distanciamientos promedio de 200 metros. De esta forma, se necesitan 16 pozos de *tight sand* para cubrir la misma área que un pozo convencional. En estos escenarios pueden existir, y se tratan de identificar, algunas zonas pequeñas de mejores características denominadas “*Sweet Spots*”.

En los Estados Unidos y Canadá la explotación de estos yacimientos en forma masiva comenzó en los últimos diez años. En la República Argentina, recién en los últimos tres o cuatro años, y existen muchos recursos que, con precios adecuados, se transformarían en reservas.

Petróleo en rocas de baja permeabilidad (*low perm oil*)

Se trata de acumulaciones con características petrofísicas similares a las explicadas en el punto anterior, donde también resultan necesarios los tratamientos de fracturación masiva. Sin embargo, debido a las mayores viscosidades del petróleo no se obtienen producciones significativas, situación que se agrava por el hecho de que, en estos reservorios, no se puedan aplicar actualmente métodos de recuperación secundaria y asistida.

Shale gas y shale oil

¿De qué se trata?

En el capítulo 1 se define la roca madre como aquella donde se generan los hidrocarburos y, tal como allí se indica, se trata de sedimentos de grano muy fino que incluyen cantidades significativas de materia orgánica. Esta última es la que sufre todas las transformaciones que finalmente conducen a la generación de gas y petróleo.

En sistemas convencionales, y dentro de lo que se define genéricamente como *sistema petrolero*, no alcanza con generar hidrocarburos, sino que se necesitan también la expulsión, migración y acumulación de estos en los que se conoce como “roca reservorio”. En estos casos también es necesaria la existencia de roca “sello” encargada de aislar la acumulación que forma lo que se conoce como “trampa”.

En los reservorios tipo *shale* la roca generadora es, simultáneamente, roca reservorio y roca sello, de modo que no existe la necesidad de un camino migratorio para obtener la acumulación de hidrocarburos. Adicionalmente, la generación de hidrocarburos suele continuar después de producida la “expulsión” que da lugar a la formación de reservorios convencionales, incluso genera tipos de hidrocarburos diferentes a lo largo del tiempo.

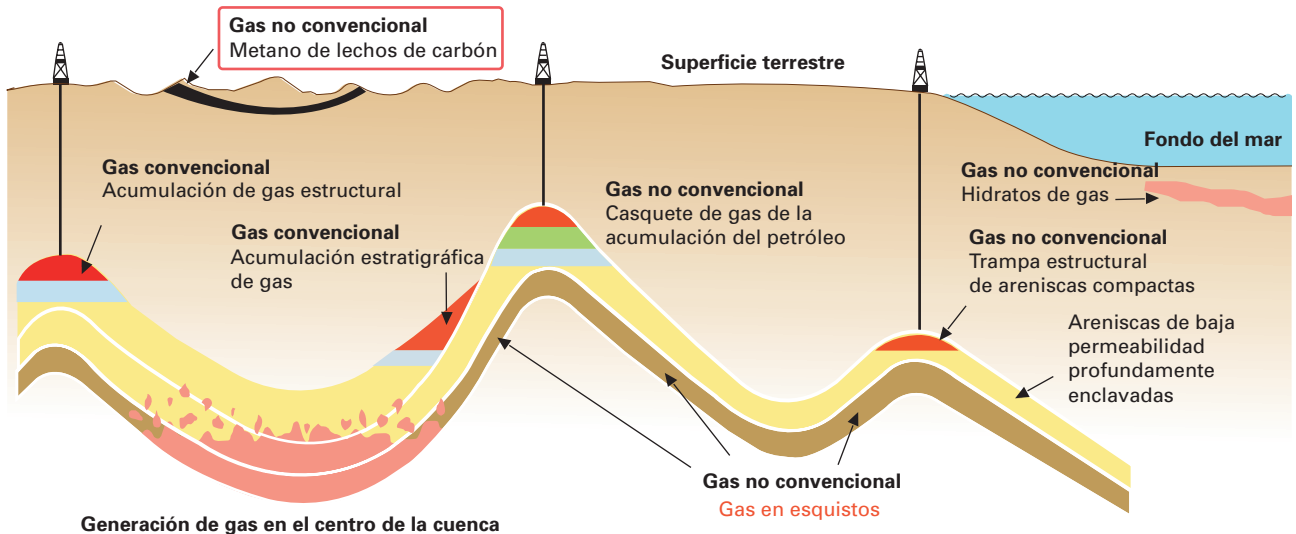


Figura 21.

A medida que aumentan los procesos de “maduración” de la roca madre, esta pasa por sucesivas etapas (“ventanas de generación”) que cubren desde generación de diferentes calidades de petróleo hasta generación de gas.

Esta característica genera algunos cambios significativos respecto a las acumulaciones convencionales:

1. El hidrocarburo se encuentra en rocas de muy baja permeabilidad que requieren estimulaciones masivas para permitir el drenaje hacia los pozos.
2. No se necesitan estructuras con sello, dado que la propia roca cumple esa función. Para fines prospectivos es necesario identificar la roca, pero no las estructuras “convencionales” tales como los anticlinales.
3. Es normal que se trate de acumulaciones sobrepresionadas pues la baja permeabilidad dificulta la expulsión de los hidrocarburos generados aun en tiempos “geológicos”.

En las acumulaciones convencionales solo se conserva una pequeña fracción del total del hidrocarburo generado. Una gran parte permanece en la roca madre constitutiva de los reservorios tipo “shale” y es por esto por lo que existe una enorme cantidad de recursos en esta clase de reservorios.

En estas formaciones se debe “fabricar el reservorio”, confiriendo a la roca una adecuada capacidad de transporte, lo que se logra mediante punzados múltiples y fracturas hidráulicas masivas, que involucran grandes volúmenes de agua. De esta manera se crea una extensa red de fracturas en la cercanía de los pozos productores, que facilita el flujo de hidrocarburo hacia ellos. La perforación horizontal es la estrategia más utilizada, con tramos horizontales que pueden ir de 1.000 a 3.000 metros. “Navegando” esas longitudes en el intervalo de la formación de interés, se logra incrementar la superficie de formación contactada por el pozo. La aplicación de perforación horizontal y fracturación hidráulica ha permitido la producción de grandes volúmenes de hidrocarburos que anteriormente no resultaban factibles de ser producidos en forma económica. En estos reservorios, el avance tecnológico ha resultado

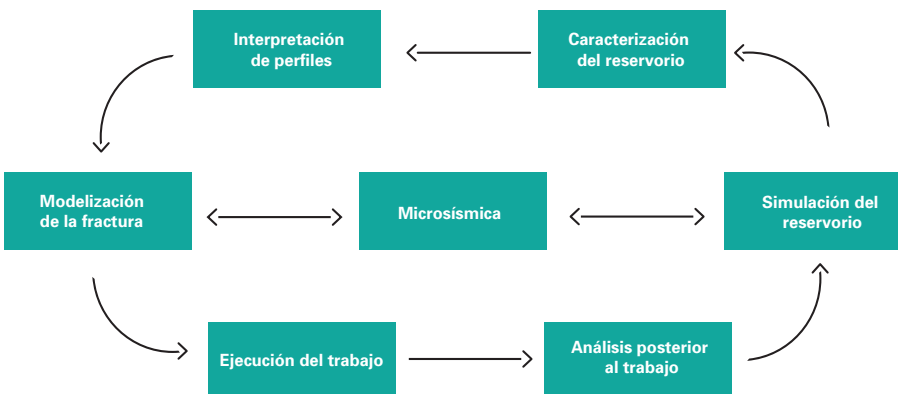
crucial al momento de obtener éxitos. Dada la heterogeneidad o anisotropía lateral y vertical de las formaciones arcillosas, la posibilidad de contar con técnicas de última generación y monitoreo en tiempo real que permiten la rápida interpretación, integración y ajuste de los planes, ha significado un paso adelante para maximizar resultados y reducir riesgos.

Estudios necesarios para entender los reservorios *shale*

Independientemente de cuál sea el fluido contenido en el reservorio “*shale*”, para determinar su potencial se deben efectuar algunos estudios complementarios a los que habitualmente se realizan en los reservorios convencionales.

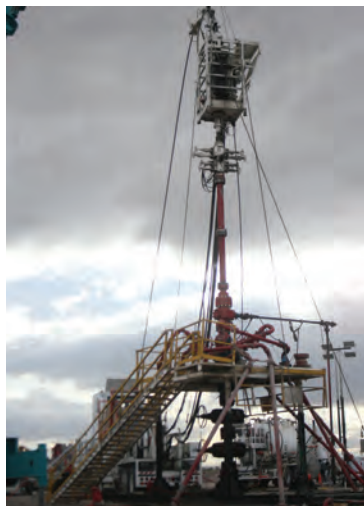
A modo de ejemplo, se pueden mencionar los siguientes estudios:

- **Contenido total de materia orgánica** (CMO o TOC): debería ser mayor de 2% en peso.
- **Índice de madurez** (Ro): identifica la madurez de la roca madre y permite conocer la etapa de generación en que se encuentra el sistema. De acuerdo al valor de Ro se infieren las siguientes “ventanas” de generación:
 - Petróleo: Ro entre 0,6 y 1,1.
 - Gas y condensado y gas húmedo entre 1,1 y 1,4.
 - Gas seco de 1,4 a 3,2.
 - Por debajo de 0,6, el kerógeno está inmaduro habiendo generado una cantidad insuficiente de hidrocarburos libres como para alcanzar la etapa de expulsión.
 - Por encima de 3,2, la capacidad de generación está agotada. Al llegar a esta etapa, la materia orgánica original se ha transformado en metano y coque o grafito como productos finales.
- **Índice de fragilidad**: la mineralogía afecta el grado de fragilidad. Mediante los estudios adecuados se determina si, durante la estimulación, la roca efectivamente se va a fracturar y de qué manera.
- **Presiones porales**: se refiere al estado de presurización que tiene la roca. Lo ideal es que se encuentre sobrepresurizada.
- **Determinación del gas in situ y del petróleo original in situ**: el gas puede estar como fase libre, como adsorbido en la superficie de la roca o “disuelto” en la materia orgánica.



Fuente: Trican Well Service Ltd. Unconventional Gas International 2010.

Figura 22.



- **Determinación de direcciones preferenciales de fracturas inducidas:** esta medición es necesaria para diseñar las ubicaciones y distanciamientos de los pozos.
- **Sensibilidad de la formación a los fluidos de estimulación.**
- **Reología de la estimulación.**

La caracterización completa se compone de una serie de estudios de actividades conexas y retroalimentadas, entre los que se destacan: caracterización de reservorios, microsísmica, interpretación de perfiles, modelización de la fractura, interpretación de los trabajos de estimulación, evaluación del resultado de la producción y simulación numérica. El proceso de estudio es continuo, tal como se esquematiza en la figura 22.

El *shale* en los Estados Unidos

La explotación de reservorios *shale* se inició en los Estados Unidos y Canadá a principios del 2000, pasando de ser una tecnología marginal a una de las actividades con mayor impacto en la producción actual. Estos países fueron pioneros en la investigación y en la aplicación de la estrategia necesaria para su desarrollo. Las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo de los *plays* de *shale* ayudarán indudablemente a la puesta en producción de este tipo de reservorios en el resto del mundo.

El *shale* en la Argentina

El desarrollo del *shale* abre un nuevo desafío para la industria de los hidrocarburos en la República Argentina; existen muchas posibilidades de que sea este uno de los vehículos más significativos para satisfacer las necesidades futuras de energía.

Los resultados obtenidos en los primeros trabajos efectuados y la comparación, favorable en algunos aspectos, entre nuestras formaciones y las que están produciendo en el resto del mundo, hacen que dicha posibilidad sea sumamente auspiciosa. Entre los principales prospectos se presenta la Cuenca Neuquina con las formaciones Vaca Muerta y Los Molles, así como también la Formación D-129 en el Golfo San Jorge, por solo mencionar algunos de los principales prospectos.

Según palabras de Stephen Holditch a las cuales adherimos, hay esperanza para que varias generaciones de ingenieros puedan pensar en dedicarse a esta industria, ya que los combustibles provenientes de los hidrocarburos no necesariamente están en su punto final.

Petróleo pesado (*heavy oil*)

También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo pesado, extrapesado y los bitúmenes, que debido a su alta viscosidad y densidad, no fluyen en condiciones normales de reservorio, y su explotación necesita de técnicas y tecnologías especiales.

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. En general, su generación fue igual que la del petróleo convencional, pero luego la presencia de sellos pobres, o directamente la falta de ellos, determina su degradación por bacterias y por meteorización en tiempos geológicos. Suelen ser deficientes en hidrógeno y es frecuente que posean alto contenido en azufre y metales pesados.

Los petróleos muy inmaduros también pueden dar lugar a acumulaciones de petróleos “pesados”.

En muchos casos, las formaciones en las que están almacenados tienen excelentes propiedades como rocas reservorio: altas porosidades y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable.

Presentes en diferentes cuencas petroleras del mundo, como Venezuela (faja del Orinoco), Estados Unidos y Canadá, su precio de venta es menor al del petróleo convencional por las dificultades en procesarlo y la infraestructura necesaria para transportarlo. Además, no todas las refinerías son capaces de tratarlo. En la República Argentina existen reservorios de este tipo en distintas partes, pero no constituyen reservas totales importantes.

Gas metano de mantos de carbón (coalbed methane)

Se trata de una mezcla de gases, principalmente metano y algo de etano/propano encerrado en el carbón. Típicamente se obtiene de lechos de carbón que se encuentran entre 200 a 1.000 metros de profundidad.

Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción. Requieren de grandes esfuerzos tecnológicos para su producción ya que se realiza la perforación direccional, con un alto número de pozos, fracturas, etcétera.

En los Estados Unidos, en la actualidad el 6% aproximadamente de la producción de gas proviene de esta fuente. En la Argentina no existe explotación comercial, pero sí existen importantes recursos en la zona precordillerana y cordillerana, y se destacan las provincias de Catamarca, Chubut, Jujuy, La Rioja, Neuquén, Salta y Santa Cruz.

Inversiones para el desarrollo y la explotación. Riesgos asociados.

Es indudable que, en general, el negocio de los hidrocarburos requiere elevadas inversiones y dilatados períodos de repago, lo que da lugar a escenarios de altísimo riesgo. Una parte del riesgo se origina en las incertidumbres geológicas que se incrementan como consecuencia de que casi todas las determinaciones son indirectas y requieren de interpretaciones en forma continua. En proyectos de exploración, por ejemplo, el éxito estadístico es de un 10% (de 10 pozos perforados solo uno logra el objetivo de encontrar una acumulación económica). A pesar de ello, este riesgo directo es aceptado por los técnicos y directivos de la industria, con la expectativa de que las recompensas a obtener en los casos de éxito sean suficientemente importantes para compensar las pérdidas originales en los casos fallidos.

Descubrimiento, delimitación y desarrollo de un yacimiento. Pozos de exploración, avanzada y explotación (desarrollo).

Cuando los estudios geológicos y geofísicos indican que en determinada ubicación existen condiciones favorables para la existencia de hidrocarburo





comercial (roca madre, migración, roca reservorio y trampa) se procede a perforar el pozo exploratorio. Si no resulta productivo, en algunos casos se descarta la zona, al menos por el momento. En otros, con la información obtenida en el pozo recientemente perforado, se busca una mejor ubicación para un segundo pozo exploratorio.

Si el pozo exploratorio resulta productivo, lo recomendable es proceder a perforar los pozos de avanzada, que son aquellos que tienden a delimitar el yacimiento. Una vez encontrados los límites, se podrá ubicar el yacimiento, calcular el hidrocarburo original in situ (HOIS), estudiar diferentes opciones de desarrollo y explotación, y estimar los volúmenes recuperables para, finalmente, sobre la base de un análisis técnico-económico, elegir aquella alternativa que resulte más conveniente. Seleccionada esta, se perforarán los pozos de explotación o desarrollo.

Si bien esta es la metodología recomendable, ya que permite adoptar el distanciamiento prima facie óptimo según los análisis técnico-económicos, en muchos casos, especialmente en desarrollos en tierra, la urgencia por poner en explotación el descubrimiento lleva a perforar simultáneamente pozos de avanzada y de desarrollo. Pese a no ser lo recomendable, ya que procediendo de esta manera se dificulta la determinación del distanciamiento “óptimo” mediante un estudio técnico, este proceder alternativo tiene una ventaja: suministra importante información dinámica útil durante el desarrollo, al permitir conocer anticipadamente la evolución del comportamiento productivo de los pozos y de sus presiones.

Planificación de proyectos de desarrollo de recuperación secundaria asistida

Normalmente la selección de un proyecto de recuperación secundaria o asistida no depende tanto de cuál es el proceso de recuperación técnicamente ideal para cada situación, sino de la disponibilidad de elementos, y se selecciona finalmente aquel proceso que arroje el mejor resultado técnico-económico. Por ejemplo, si los cálculos dieran que el proceso más eficiente de barrido se logra mediante la inyección de gas, pero no se dispusiese de este, sería imposible implementar el proyecto. De igual manera, puede ser que aun no siendo la inyección de gas el mejor método de recuperación desde el punto de vista técnico, se deba optar por este proceso si no hay mercado para el gas y se dispone de él.

El momento ideal para comenzar la recuperación secundaria depende de cada situación particular. En reservorios de petróleo subsaturado, el comienzo de la inyección no afecta mayormente la recuperación final de petróleo, pero sí la capacidad productiva y de inyección. Si retardando el momento de inicio de la inyección, se deja caer la presión, la capacidad productiva de los pozos disminuirá, pero la inyección por pozo aumentará, lo que aparejará una menor necesidad de energía y una menor cantidad de pozos inyectoras. En reservorios de petróleo saturado, existen ventajas teóricas que avalan el comienzo inmediato de la inyección. Sin embargo, debido a que generalmente se tienen dudas sobre la continuidad de los reservorios, o por la necesidad de depletarlos para tener mejores admisiones de agua o por razones financieras, muchas veces se posterga el inicio de la recuperación secundaria.



El análisis de un proyecto de recuperación secundaria consta de diferentes etapas:

1. **Descripción y evaluación del yacimiento:** confección de mapas, determinación de las extensiones areal y vertical, propiedades de la roca y de los fluidos, identificación de los mecanismos de drenaje y estimación de los recursos.
2. **Selección del esquema de inyección:** tipo de arreglo, reservorios a inundar, ubicación de los pozos productores e inyectores, diseño de las instalaciones de inyección (simple o selectiva).
3. **Determinación de la provisión de agua y de su calidad.**
4. **Selección de los caudales de producción e inyección.**
5. **Inversiones necesarias** (pozos e instalaciones de superficie y subsuelo).
6. **Predicción de la producción y evaluación económica.**

Dependiendo de la magnitud del proyecto de recuperación secundaria y de las dudas existentes, puede resultar necesario efectuar una prueba piloto, entendiéndose por tal un proyecto similar a escala reducida. El propósito fundamental de esta prueba es la determinación de la respuesta real del yacimiento a la inyección del fluido. La prueba piloto se debe efectuar sobre un área reducida con una representatividad media (ni la mejor ni la peor).

Por su parte, en los proyectos de recuperación asistida (EOR), dada la magnitud de las inversiones y las mayores incertidumbres existentes, luego de efectuadas en laboratorio las pruebas de barrido, casi siempre resulta necesario comenzar con una prueba piloto, para definir los parámetros de predicción más importantes, así como las variables de inversión, antes de pasar a la etapa de “masificación”.



Planificación de proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales. *Shale oil/gas*

El estudio y la puesta en marcha de proyectos de desarrollo de *shale oil* y *shale gas* exigen pensar de una manera “no convencional”, dada la poca antigüedad que existe en la industria mundial. El desarrollo de *shale gas* en forma masiva comenzó en el año 2008, y el *shale oil* en el año 2010, en tanto que en la Argentina recién se están haciendo los primeros trabajos.

Es indudable que el punto principal aquí no pasa por encontrar el reservorio donde está el hidrocarburo, sino que el principal desafío, como ya se explicó, es “fabricar el reservorio” con productividades económicas. La inversión en estimulación generalmente es del orden de 60% del costo del pozo.

Determinadas las condiciones del reservorio, el desafío pasa por lograr la explotación económica que se traduce, entre otras cosas, en:

- **El diseño del pozo:** en esta etapa se define si el pozo es vertical u horizontal y la longitud y número de etapas de fractura.
- **Manejo del agua:** el agua tiene dos connotaciones: la preservación de los acuíferos superiores existentes, que evita su potencial contaminación y el consumo de agua para su estimulación y posterior producción.
- **Disponibilidad de equipamiento de estimulación:** son los servicios de bombeo y de camiones para el transporte de arena, agua y productos químicos.

- **Disponibilidad de agentes de sostén:** disponer en precio y cantidad del agente de sostén (una estimulación convencional para pozos de gas consume de 300/500 bolsas de arena de unos 45 kg c/u), una estimulación de *shale*, 30.000 bolsas (unas 1.500 toneladas de arena).



Figura 23.

Una de las características más singulares de este tipo de yacimientos es el comportamiento de los pozos. Presentan producciones iniciales que declinan extraordinariamente rápido. En el primer año, la producción disminuye en el orden del 80% sobre la producción inicial. Su rápido agotamiento obliga a la permanente perforación de sondeos para evitar la declinación del campo. Esto, unido a las vastas extensiones que abarcan este tipo de acumulaciones, conduce a una actividad intensiva y duradera en el tiempo.

Actualmente existen muchas formas de abordar estos temas y no es objeto de este libro entrar en esos detalles. La historia de la explotación de estos reservorios recién se comenzó a escribir.

Principales tareas de la ingeniería de reservorios

En las páginas precedentes hemos desarrollado una serie de conceptos necesarios para entender el funcionamiento de los reservorios. Son los conceptos básicos cuyo conocimiento permite que el ingeniero de reservorios cumpla con sus responsabilidades técnicas.

A continuación, esbozamos las cuatro responsabilidades básicas del ingeniero de reservorio, según L. P. Dake (*The Practice of Reservoir Engineering*, Elsevier 1994) y las técnicas a aplicar para cumplir con ellas.

1. Determinación del hidrocarburo original in situ

Existen diferentes métodos para la cuantificación del hidrocarburo original in situ. Las dos más utilizadas son el cálculo volumétrico y el balance de materia. La primera metodología, cálculo volumétrico, podría considerarse directa, pese a que utiliza propiedades obtenidas por procedimientos indirectos. Esta metodología se basa en una ecuación donde, a partir del volumen de roca, se descuentan primeramente el sólido y luego el agua, para obtener el hidrocarburo en fondo. Finalmente, el volumen calculado se lleva a condiciones de superficie, a través del factor volumétrico. Así, multiplicando el volumen de roca que se sabe mineralizado por la porosidad, se llega al volumen poral. Como este contiene hidrocarburo y agua, esta última se descuenta multiplicando por la saturación de hidrocarburo o por su equivalente $(1-Sw_i)$ y finalmente, dividiendo por el factor volumétrico del hidrocarburo, se obtiene el volumen que ocuparía en superficie la totalidad del hidrocarburo original en fondo.

El factor volumétrico relaciona los volúmenes de hidrocarburos en fondo y en superficie, habida cuenta de que cuando el hidrocarburo viaja de fondo a superficie se descomprime, se contrae por el efecto de la temperatura y algunos de sus componentes cambian de fase.

Las fórmulas a aplicar para calcular el HOIS son:

$$POIS = V_r \times f \times So_i / Bo_i = V_r \times f \times (1-Sw_i) / Bo_i \text{ para el petróleo}$$

$$GOIS = V_r \times f \times Sg_i / Bg_i = V_r \times f \times (1-Sw_i) / Bg_i \text{ para el gas}$$

Donde:

POIS = petróleo original in situ.

GOIS = gas original in situ.

V_r = volumen de roca.

f = porosidad.

So_i = saturación de petróleo inicial.

Sw_i = saturación de agua inicial.

Sg_i = saturación de gas inicial.

Bo_i = factor volumétrico del petróleo.

Bg_i = factor volumétrico del gas.

El balance de materia es una técnica indirecta y, a diferencia del cálculo volumétrico, dinámica. Consiste en inferir el recurso, mediante fórmulas simples que relacionan los volúmenes de fluidos producidos con la caída de presión del reservorio, habida cuenta de los empujes existentes. Se espera que los volúmenes calculados volumétricamente y por balance de materia sean razonablemente coincidentes.

2. Cálculo de las reservas

Se entiende por “recurso” (ver *Petroleum Resources Management System* - SPE, marzo de 2007) a la totalidad del petróleo o gas existente en el subsuelo antes de haber comenzado la producción, expresado en condiciones de superficie. Incluye tanto el hidrocarburo descubierto como aquel no descubierto y tanto el recuperable como el no recuperable; comprende también aquellos volúmenes de gas y petróleo ya producidos. Es, por lo expuesto, sinónimo de hidrocarburo original in situ. No obstante, la precisa definición del término y



el hecho de que su acepción se halle en vigencia desde hace mucho tiempo, en los últimos años algunas personas incorrectamente le asignan un significado diferente, confundiendo recurso con recurso contingente, término cuyo significado se explicará más adelante.

En tanto, se entiende por “reserva” a las cantidades de hidrocarburo que habrán de recuperarse de acumulaciones descubiertas, en forma comercial, a partir de determinada fecha, mediante la implementación de un proyecto de desarrollo. Como puede apreciarse, la reserva debe cumplir con cuatro condiciones: recuperable, descubierta, comercial y remanente. Debido a que la comercialidad debe ser demostrada, se exige, a efectos de su certificación, que exista un estudio que incluya un flujo de fondos que pruebe una ganancia atribuible a la implementación del proyecto. Asimismo, es necesario que se demuestre la firme intención de proceder a su desarrollo en un plazo adecuado y que se cuente con los permisos necesarios para hacerlo, o que exista una razonable expectativa de conseguirlos. La demostración de comercialidad no queda restringida a la existencia de un flujo de caja que demuestre la ganancia económica, sino que, además, deben probarse otras condiciones, entre ellas la existencia de un mercado y de la infraestructura necesaria para extraer, tratar y transportar los fluidos.

Según el grado de confianza en recuperar los volúmenes declarados, las reservas se clasifican en probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3). Las *reservas probadas* son aquellas que se consideran casi seguras; hablando en términos probabilísticos, debe existir al menos un 90% de probabilidad de recuperar el volumen declarado o un volumen superior. Las *reservas probables* son aquellas cuya posibilidad de recuperación es alta, pero no lo suficiente como para ser consideradas probadas; en términos probabilísticos, debe existir al menos un 50% de probabilidades de recuperar la suma de reservas probadas más probables (2P). Las *reservas posibles* son aquellas que tienen más probabilidad de no ser recuperadas que de serlo; en términos probabilísticos, debe existir al menos un 10% de chance de recuperar la suma de reservas probadas más probables más posibles (3P).

Todas las categorías de reservas se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas. La diferencia estriba en la inversión necesaria para concretar su recuperación: las *desarrolladas* no requieren inversión o el monto es mínimo comparado con el costo de un pozo, mientras que las *no desarrolladas* necesitan de mayores inversiones. Aunque pueda parecer extraña la existencia de reservas desarrolladas en las categorías probables y posibles, su existencia es lógica ya que corresponden a cálculos de recuperación más optimista en la zona ya desarrollada. El cálculo de la reserva probada es por definición conservador; alternativas más optimistas de las zonas desarrolladas deben ser consideradas reservas no probadas.

Se denomina *recurso contingente* a las cantidades de petróleo que se podrían recuperar en el futuro de acumulaciones descubiertas, pero cuya comercialidad no puede ser demostrada debido a una o más contingencias. Puede tratarse de solo una enumeración no taxativa, de zonas donde, con los precios actualmente previsible para el crudo, la recuperación no resulte económica, de zonas que podrían recuperar petróleo en forma comercial más allá del límite del contrato o de zonas donde no se ha finalizado aún el estudio técnico. Los volúmenes

considerados recurso contingente no deberían permanecer en esta categoría demasiado tiempo; solucionadas las contingencias, deberían pasar a reserva o demostrarse la inviabilidad del proyecto por la persistencia de algún impedimento, deberían categorizarse como recurso descubierto no recuperable.

Finalmente, se considera *recurso prospectivo* a los volúmenes que se estiman factibles de ser recuperados, de una zona aún no descubierta, a una fecha determinada. Tanto reserva como recurso contingente y recurso prospectivo son parte de los recursos, aunque entre todos no suman su totalidad, ya que los volúmenes estimados como no recuperables técnicamente de zonas descubiertas o no descubiertas son también recursos, al igual que los volúmenes producidos. Las figuras 24 y 25 pueden ayudar a clarificar lo explicado.

Conocer el significado de los términos antes definidos previene contra el uso de expresiones incorrectas o redundantes, algunas de las cuales se comentan a continuación:

- **Reserva in situ:** expresión antigua para denominar el hidrocarburo original in situ, considerada incorrecta desde hace muchos años.
- **Reserva recuperable:** expresión redundante ya que ser recuperable es una característica de la reserva.
- **Reservas no comerciales:** expresión incorrecta para denotar un recurso técnicamente recuperable, pero al momento no comercial. Se debe denominar *recurso contingente*.
- **Reservas exploratorias:** expresión incorrecta para denotar un recurso que se podría recuperar de zonas no descubiertas. Se debe denominar *recurso prospectivo*.
- **Reservas iniciales:** se usa para agrupar lo ya producido (acumulada) y los volúmenes a producir económicamente (reserva); el término más apropiado es *recuperación final*.

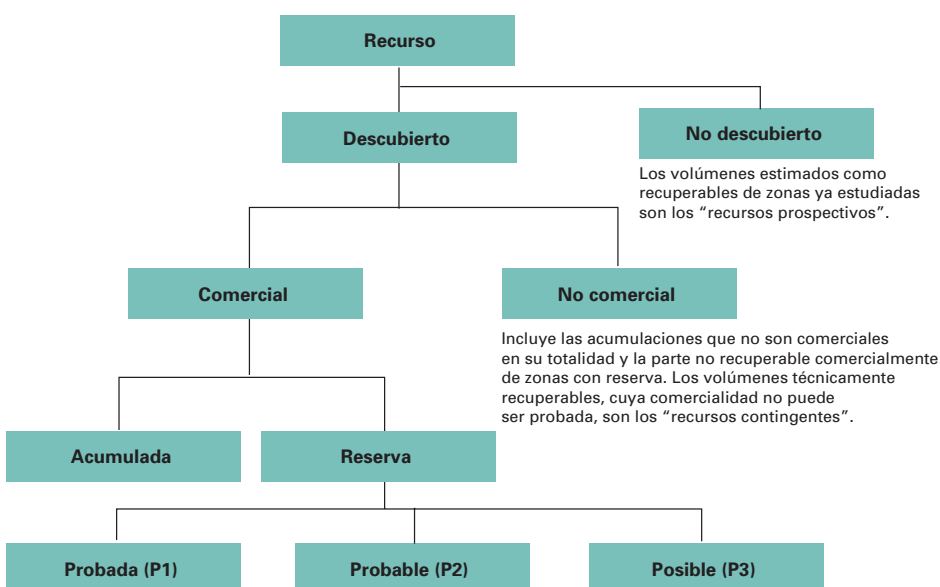


Figura 24. Definición de reserva (Fuente: SPE).

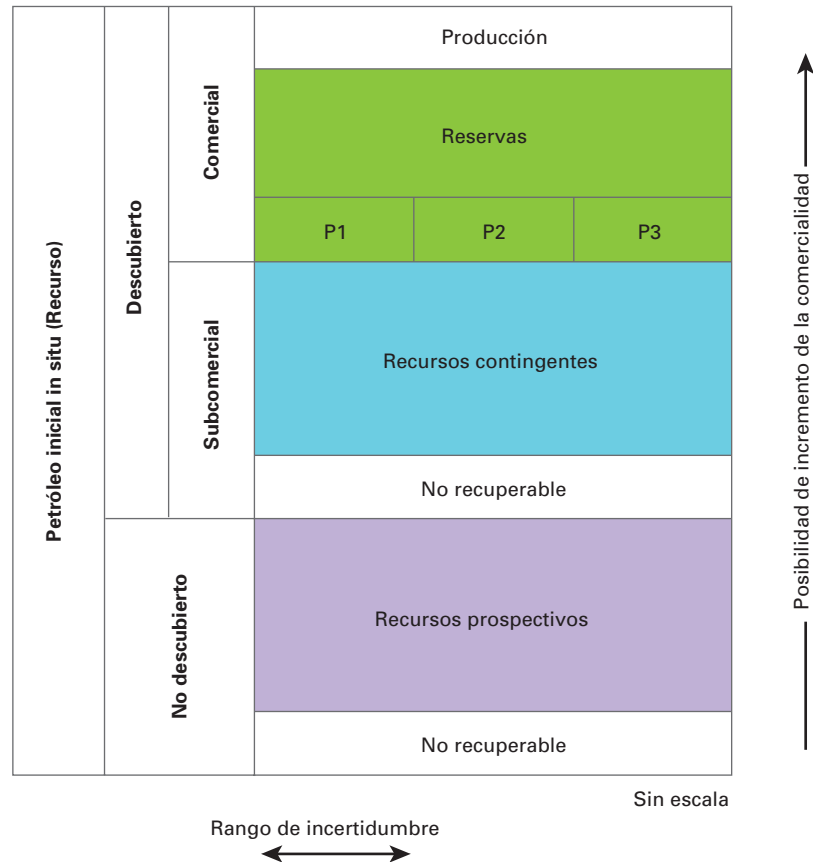


Figura 25. Esquema de recursos y reservas (Fuente: SPE).

3. Confección de los pronósticos de producción

Dado que la reserva no es otra cosa que lo que habrá de producirse en forma comercial, a partir de reservorios descubiertos, los pronósticos de producción y reservas están íntimamente relacionados. En definitiva, la reserva no es otra cosa que la suma de los volúmenes de producción pronosticados.

Básicamente puede decirse que existen cuatro categorías de métodos de pronósticos:

- **Métodos analógicos:** consisten en estudiar lo que ha ocurrido en reservorios de similares características para inferir la producción del reservorio en cuestión. En alguna medida es como “mirar lo que le pasó al vecino, adaptarlo y adoptarlo”. Su aplicación es permanente aunque a veces sea solo a modo de comparación. Luego de cualquier cálculo realizado, aun del más sofisticado, es conveniente analizar los resultados obtenidos y compararlos con los comportamientos observados en reservorios análogos. Este método de cálculo es particularmente útil en proyectos exploratorios o en las primeras etapas del desarrollo del yacimiento donde la información estática y especialmente la dinámica son escasas. Su implementación puede ser extremadamente simple o muy sofisticada.

da. Va desde “copiar” lo visto en yacimientos vecinos hasta simulaciones tipo Monte Carlo o tratamientos estadísticos complejos, en muchos casos publicados en distintos medios (Bush y Hellander, Barbieri, etc.). Para evitar pronósticos inadecuados, se debe estar seguro de que los reservorios tomados como referencia posean propiedades análogas al reservorio que se analiza. Dentro de los métodos analógicos debe mencionarse la que se conoce como “metodología del pozo tipo”.

- **Métodos analíticos:** utilizan algoritmos cuyos datos de entrada son las propiedades correspondientes al reservorio en cuestión. En empujes naturales, un procedimiento habitual es transformar las curvas predictivas presión vs. acumuladas, obtenidas por balance de materia, en caudal de los diferentes fluidos vs. tiempo. Para ello se debe conocer la curva I.P.R. inicial y estimarse su evolución futura. En yacimientos de gas suele utilizarse la curva “indicatriz” en reemplazo de la curva I.P.R. Para reservorios bajo inyección de agua, existen numerosos métodos analíticos, aunque pocos de ellos contemplan todas las variables de relevancia propias de un caso real.

Una versión superadora de los métodos analíticos son los sistemas integrados, ya que incorporan explícitamente las ecuaciones de comportamiento de todos los sistemas en serie que deben atravesar los fluidos, luego de abandonar el reservorio.

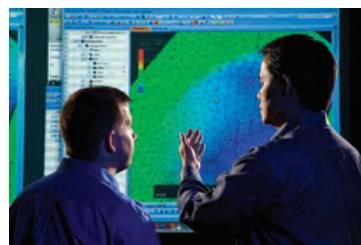
- **Métodos basados en la historia de producción:** cuando se dispone de historia de producción, un método muy utilizado para pronosticar el comportamiento futuro de cualquier sistema (pozo, grupo de pozos, reservorio, yacimiento, etc.) es el de proyectar dicha historia. Para ello se ajusta un tramo representativo del gráfico Log. Q_o vs. tiempo, con una curva estandarizada. Los tipos de curva más usuales son la exponencial, la hiperbólica y la armónica. De esta manera, se obtiene la producción futura, asumiendo que no se modificarán las actuales condiciones de explotación. Un gráfico de gran interés para analizar si determinada intervención incrementó o solamente aceleró reservas es Log. Q_o vs. N_p (acumulada de petróleo), ya que no incluye la variable tiempo.

En yacimientos con entrada o inyección de agua, suelen usarse también otros gráficos para confeccionar los pronósticos: Log. RAP (relación agua petróleo) vs. N_p , función de Ershaghi, etcétera.

- **Simulación numérica:** usado apropiadamente, es el método con mayor sustento teórico, pero también el más costoso y el que mayor tiempo consume su ejecución, ya que necesita un modelado estático previo y programas de computación complejos.

La ventaja de los modelos de simulación numérica sobre los analíticos es que permiten utilizar una caracterización del reservorio donde se contempla la variabilidad de las características petrofísicas, termodinámicas y de compartimentalización tanto a nivel areal como vertical. Esta heterogeneidad permite describir con más detalle el comportamiento del yacimiento a nivel global, regional y localizado; de este modo se obtienen pronósticos de producción/inyección a todos los niveles. En manos de reservoristas experimentados, es una herramienta ideal para entender y comprobar los fenómenos que suceden en los reservorios.

En lo referente a los programas de computación, existen desarrollos co-



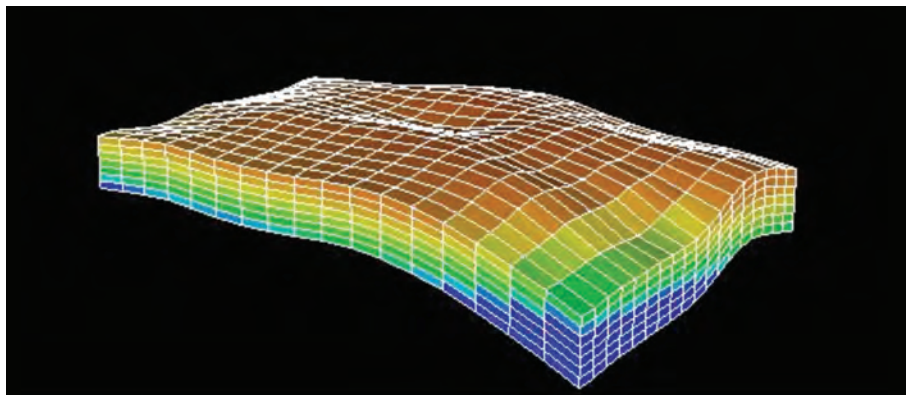


Figura 26. Partición del yacimiento en bloques.

merciales, no solo para la simulación propiamente dicha, sino también para el pre y postprocesamiento (carga de datos y visualización gráfica de los resultados de salida).

Habitualmente, la operación comienza particionando el yacimiento en un determinado número de elementos de volumen (bloques), como puede observarse en la figura 26, y a cada elemento de volumen se le asigna un conjunto de propiedades. Esta etapa se describe generalmente como la generación del modelo estático de reservorio.

Posteriormente, se desarrolla lo que se conoce como *modelo dinámico*. En esta etapa, a partir de resoluciones algebraicas de la ecuación de difusividad y tomando en cuenta información sobre la operación futura del yacimiento a lo largo del tiempo (pozos en producción e inyección, presiones dinámicas de los pozos productores e inyectores, volúmenes inyectados, etc.) se obtiene, a nivel pozo, la evolución prevista para la producción de los distintos fluidos y para la presión.

El cálculo no se realiza en forma analítica, sino en etapas discretas (“*time-steps*”) por métodos algebraicos.

La ecuación de difusividad surge de combinar la ecuación de continuidad (balance de materia) con la ecuación de Darcy (movimiento) y con una ley de estado termodinámico. Planteada para cada uno de los fluidos presentes en el subsuelo, permite visualizar el movimiento de los fluidos entre bloques. Algunos bloques tendrán pozos productores (sumideros), otros pozos inyectores (fuentes) y otros serán solo bloques “de paso” de los fluidos.

En resumen, el proceso de modelado mediante simulación numérica puede sistematizarse en las siguientes etapas:

- **Grillado:** consiste en determinar número, tamaño, forma y ubicación de los bloques. A mayor cantidad de bloques, mejora la calidad de la información obtenida, pero aumenta el tiempo de ejecución.
- **Carga de datos:** durante esta etapa se introducen, para cada bloque, los datos que corresponden al modelo estático. Como dijimos con anterioridad, a tal fin se pueden utilizar preprocesadores.
- **Inicialización:** consiste en verificar que no existan errores groseros en los datos cargados. Un “chequeo” clásico es el cálculo, a partir de las

propiedades asignadas a cada bloque, de los hidrocarburos originales in situ; otro es dejar transcurrir el tiempo de vida del reservorio con producciones e inyecciones nulas y verificar que no haya movimiento de los fluidos en el modelo.

- **Ajuste:** introduciendo en el modelo las producciones históricas reales de un fluido de los diferentes pozos y los volúmenes inyectados, se obtiene la presión de fondo en los distintos puntos del reservorio y la producción de los otros fluidos (si se cargó la producción de petróleo, se obtendrán las correspondientes a gas y agua). La idea es comparar los valores obtenidos con los oportunamente medidos. La información inicialmente introducida nunca es totalmente correcta, dado que las propiedades de los reservorios se conocen generalmente en forma indirecta y solo en los pozos, extrapolándola posteriormente al resto de los puntos. Por tal motivo, resulta prácticamente imposible, en un primer intento, tener datos de salida medianamente coincidentes con los reales. Es en este punto donde será necesario contar con profesionales idóneos y experimentados, ya que se deberán introducir variantes al modelo estático, físicamente coherentes y razonables, hasta lograr un ajuste adecuado puesto que el *history matching* es un problema inverso que admite diferentes soluciones para describir una misma historia de producción.

Es importante destacar que el esmero debe ponerse en ajustar aquellos valores de los que se está seguro y no aquellos que merecen dudas. Por ejemplo: si en los pozos se ha medido la producción de todas las capas en conjunto y luego se asignó a cada capa un coeficiente de partición, el dato duro es la producción total y es a ese ajuste adonde deben dirigirse los esfuerzos. Un buen ajuste no significa un 100% de coincidencia y es una utopía intentarlo, debido a las muchas incertidumbres en juego. Un ajuste aceptable da confiabilidad a los pronósticos posteriores mientras se mantengan las mismas variables operativas. En consecuencia, un excelente ajuste de la historia por primaria no implica necesariamente un correcto pronóstico por secundaria, pues esta última incorpora nuevas variables.

Debe mencionarse que luego del proceso de history matching se puede llegar a un modelo de simulación que puede ser muy diferente al original.

- **Pronósticos:** es la etapa realmente útil de la simulación; las anteriores fueron de preparación. Con la tranquilidad de un buen ajuste (“calibrado”) previo, se podrán plantear diferentes hipótesis de desarrollo y explotación, y obtener los pronósticos correspondientes.

4. Seguimiento y control operativo del reservorio, durante toda su vida

Es la cuarta y última responsabilidad técnica del ingeniero de reservorios, según la enumeración de Dake. Mientras que las tres primeras se realizan fundamentalmente en gabinete (oficina), esta última es más operativa y requiere de un fuerte contacto con el campo. Conceptualmente consiste en “escuchar” al reservorio, seguir la evolución de la presión y la producción, y analizar su reacción ante distintos estímulos, para introducir posteriormente los cambios necesarios para optimizar la recuperación.

Es, en definitiva, encontrar el régimen de explotación óptimo del reservorio.

Consideraciones económicas sobre la exploración y explotación de los hidrocarburos

Una empresa petrolera podrá tener diferentes objetivos estratégicos; no obstante, siempre buscará la manera de operar en forma rentable, dentro de un marco lógico de riesgos y de endeudamiento que asegure su crecimiento sostenido. A tal efecto, le resultará vital mantener un nivel de reservas estable o, mejor aún, progresivamente creciente.

La matriz de crecimiento del *Boston Consulting Group* (BCG) resulta muy útil a los efectos de explicar algunas de las diversas maneras que pueden emplearse para mantener o incrementar las reservas. Según ella, a lo largo del tiempo, los negocios van transitando por cuatro etapas diferentes.

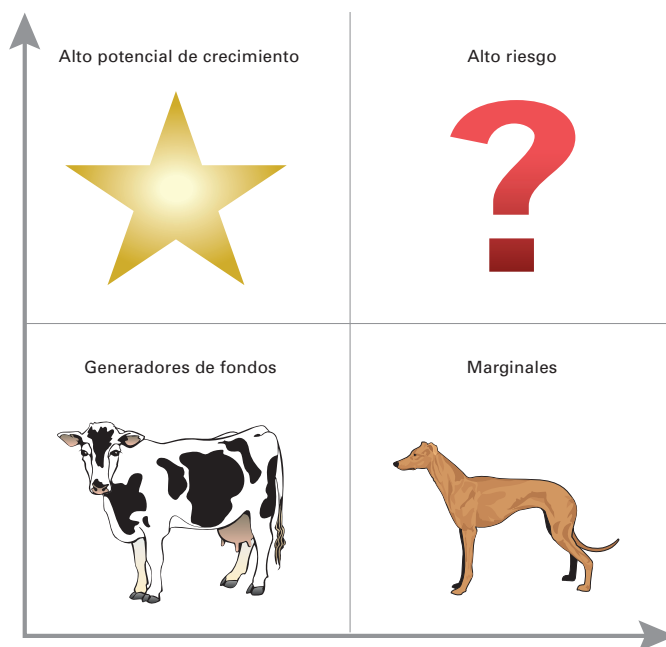


Figura 27. Matriz de crecimiento del *Boston Consulting Group*.

Al comenzar una nueva actividad, el proyecto suele presentar altos riesgos y un potencial aún desconocido, por lo tanto, merece dudas; por tal motivo, se lo denomina de “alto riesgo” y se lo ilustra con un signo de interrogación. Muchos proyectos no superarán esta etapa; otros podrán pasar a la siguiente categoría, de “alto potencial de crecimiento” o estrella, denominada así porque presenta ya un potencial interesante y merece la atención de toda la empresa. Nuevamente, algunos proyectos no lograrán atravesar exitosamente esta etapa; otros, sí y se colocarán en la categoría de “generadores de fondos”, etapa caracterizada por sus menores riesgos y una generación importante de dinero, aunque posiblemente con fuerte inversión. Por

último, todo tiene un final, todo termina y el proyecto se volverá “marginal”; puede que no dé pérdidas, pero ya no será importante para la compañía y, por su bajo potencial, correrá el riesgo de ser descuidado o, por el contrario, su atención podría insumir un tiempo considerado excesivo, que sería más provechoso dedicarlo a tareas más redituables; a todas luces, convendrá desprenderse del proyecto.

En la industria de la explotación de hidrocarburos, suele asociarse “alto riesgo” con “exploración”, “alto potencial de crecimiento” con “delimitación”, “generadores de fondos” con “desarrollo y explotación” y “marginal” con “yacimientos marginales”.

Resulta evidente que el mayor beneficio se percibe cuando la empresa logra ubicar la mayoría de sus actividades en el cuadrante de “generación de fondos”, esto es de desarrollo y explotación. Existen diversas maneras de conseguir las reservas para ello: por exploración, mediante adquisiciones a terceros; o bien por mejoras en el conocimiento del yacimiento en producción o mejora en la tecnología a aplicar en su explotación. La primera, si bien suele producir a largo plazo un mayor beneficio económico, resulta más riesgosa. Por tal motivo, muchas compañías pequeñas prefieren evitarla y recurren a la compra de reservas. Una opción suele ser la adquisición de áreas que han pasado a la categoría de “marginales” para el vendedor, pero que bien atendidas por un adquirente de menor capacidad económica, serían “generadoras de fondos” para este último.

La empresa que opte por el camino más riesgoso, la exploración, deberá colocar muchas “fichas” en el casillero de “alto riesgo” para que algún proyecto eventualmente pase al de “potencial de alto crecimiento” y pueda llegar luego al “generador de fondos”. Todo esto deberá hacerlo de forma tal de no poner en riesgo la estabilidad económica de la empresa. Fundamentalmente se deberá prestar atención a dos cuestiones:

- Elegir aquellos proyectos cuyo valor (de éxito) esperado sea superior al de no éxito.
- Elegir proyectos consistentes con la situación patrimonial de la compañía.

Valor esperado del proyecto

El valor esperado es un concepto asociado a eventos repetitivos con posibilidad de resultados diferentes. Dicha situación puede ser representada mediante un árbol de probabilidad, definiéndose como “valor esperado” de una determinada variable a la sumatoria de la probabilidad de cada rama por el valor de la variable en esa rama. Conceptualmente, es el valor promedio que se tendría de esa variable si el evento se repitiese un número importante de veces.

Si la variable es el valor actual neto, el valor actual neto esperado (VANE) es:

$$VANE = \sum_{j=1}^n p_j \cdot VAN_j$$

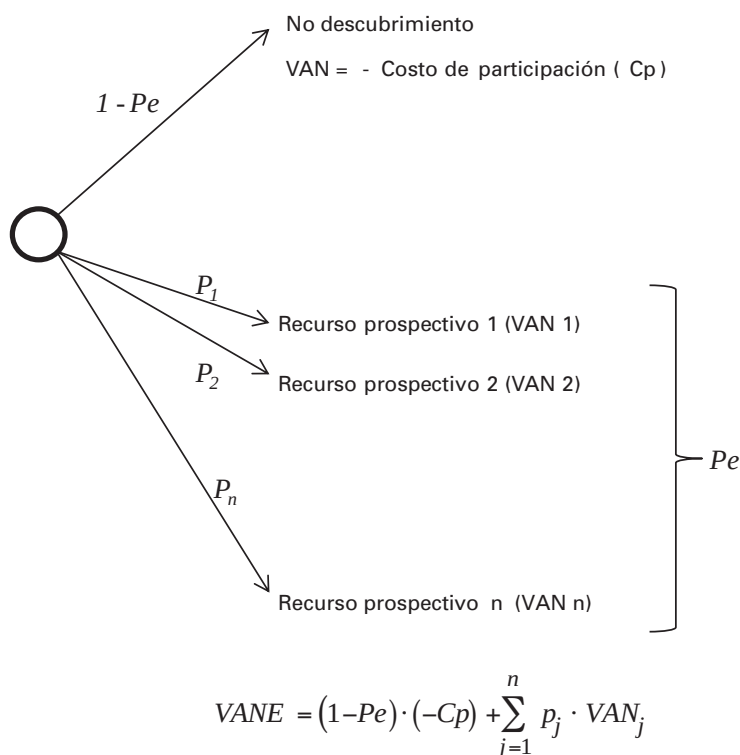
Donde:

p_j : probabilidad de la rama j .

VAN_j : valor actual neto de la rama j .

Todo proyecto exploratorio tiene tres componentes: costo de participación, premios y probabilidades. El “costo de participación” es la totalidad del desembolso no recuperable necesario para comprobar la existencia, o no, de hidrocarburos comerciales (estudios geológicos y geofísicos, costo del pozo y desembolsos auxiliares, tales como la construcción de caminos, el montaje de un campamento, etc.); es lo que se perdería de no encontrarse hidrocarburos comerciales. Los “premios” son las ganancias que eventualmente se obtendrían cuando se desarrollen las reservas que se descubran; las incertidumbres existentes obligan a estimar diferentes rangos de reservas factibles de ser encontradas, correspondiendo, a cada una, determinada “probabilidad” de ocurrencia.

Los tres elementos mencionados deben analizarse en conjunto; a tal efecto, resulta de utilidad el árbol de probabilidad. Si una compañía planea perforar un número de sondeos exploratorios suficiente como para asegurarse de que se cumpla la ley de los grandes números, se puede utilizar el concepto de VANE para sacar conclusiones y para estimar qué proyectos podrían ser aceptados y cuáles deberían rechazarse. Si bien es cierto que resulta imposible, a priori, determinar si un prospecto dará o no ganancia, cuando se perforen n pozos similares, la ganancia total de la empresa será $n \times \text{VANE}$. Asimismo, resulta evidente que los pozos exitosos financian a los que no resultan comercialmente productivos, por lo que deberá exigirse a los primeros una ganancia superior a la de un proyecto con menor riesgo.



Pe: probabilidad de éxito

Figura 28. Árbol de probabilidad de proyecto exploratorio.

Resulta obvio que los prospectos con VANE negativo deban ser rechazados, porque disminuyen la ganancia empresarial, y pueden provocar, incluso, la quiebra de la compañía. Sin embargo, por las razones que se verán a continuación, no todos los prospectos con VANE positivo deben ser aceptados.

Consistencia entre el costo de participación y la situación patrimonial de la empresa

Como expresamos anteriormente, la aplicación del valor actual neto esperado solo tiene sentido si existen posibilidades de repetir el evento. La imposibilidad de repetición puede obedecer tanto a razones técnicas como a económicas. Por más que un proyecto tenga un excelente VANE, convendrá no encararlo, si su costo de participación imposibilita la repetición de proyectos similares, un número de veces suficiente como para que se cumpla la ley de los grandes números. Por ejemplo, si una empresa tiene un capital de 10 millones de unidades monetarias, solo podrá perforar un pozo que cueste ese valor, pero podría perforar 20 pozos que valgan 500 mil unidades monetarias, de esta manera minimiza las probabilidades de agotar el presupuesto sin obtener éxito alguno.

Aplicando la conocida “regla de la ruina del jugador”, se pueden calcular el número de repeticiones posibles y la probabilidad de “quiebra” o de agotamiento sin éxito del presupuesto exploratorio.

$$Pq = (1 - Pe)^{\#rep} = (1 - Pe)^{P/Cp}$$

Donde:

Pq: probabilidad de “quiebra” (o de agotamiento sin éxito del presupuesto exploratorio).

Pe: probabilidad de éxito.

rep: número de repeticiones.

Cp: costo de participación.

P: presupuesto disponible.

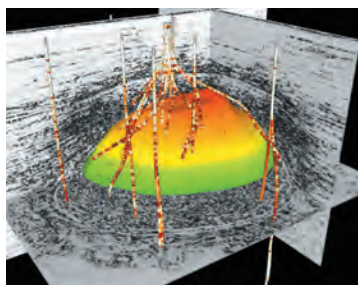
En la figura 29 se calcula, para distintos presupuestos disponibles, la probabilidad de quiebra (o de agotamiento sin éxito del presupuesto exploratorio) con dos pozos que cuestan un millón de dólares cada uno y cuyas probabilidades de éxito son de 20% en un caso y de 40% en el otro.

Presupuesto disponible (millones de US\$)	Pozo Pe = 20%		Pozo Pe = 40%	
	# rep	Pq	# rep	Pq
1	1	0,80	1	0,60
2	2	0,64	2	0,36
4	4	0,41	4	0,13
10	10	0,11	10	0,01
100	100	2,04E-10	100	6,53E-23

Figura 29. Ejemplo “regla de la ruina del jugador”.

El ejemplo pone de manifiesto que a las compañías pequeñas les convenirá elegir proyectos con bajo costo de participación y mayores probabilidades de éxito, aunque los premios por esperar no sean tremendamente sustanciosos; también puede ser una buena política para estas empresas, asociarse con otras, a efectos de poder encarar varios prospectos con bajos desembolsos propios en cada uno de ellos de esta manera disminuye la posibilidad de “quiebra”. Por el contrario, las regiones con mejores premios potenciales, pero de mayor riesgo y mayor inversión, deberán ser exploradas por las grandes corporaciones, ya que ellas tienen capacidad para soportar varios resultados negativos consecutivos.

La “regla de la ruina del jugador” explica también por qué las compañías pequeñas suelen preferir las adquisiciones y no la exploración para llegar al casillero de “generación de fondos”.



Metodologías utilizadas para el cálculo

Las consideraciones vertidas sobre el análisis de proyectos exploratorios pueden parecer ciencia ficción a los ojos de un neófito. En efecto, resulta común que estos cuestionen, por ejemplo, la posibilidad de calcular volúmenes correspondientes a algo cuya existencia aún no ha sido probada. Si bien estas prevenciones son lógicas y entendibles, debe destacarse que existen metodologías aceptadas universalmente e, incluso, programas de computación específicos, para estimar las tres variables mencionadas.

La determinación del costo de participación se realiza utilizando procedimientos similares a los utilizados en los proyectos de desarrollo, aunque en muchos casos la incertidumbre resulta mayor, habida cuenta del mayor desconocimiento de la zona por investigar.

En lo referente al recurso prospectivo (reservas factibles de ser descubiertas) su curva de distribución puede ser construida utilizando información propia de la zona y de yacimientos vecinos, la que se procesará utilizando el método de Monte Carlo o algún otro procedimiento estadístico. Utilizando esta curva de distribución, se podrá luego asignar probabilidades a los diferentes rangos del recurso prospectivo, elegir un valor representativo para este y realizar los cálculos económicos financieros utilizando precios de venta y desembolsos inferidos de yacimientos análogos.

Finalmente, para estimar la probabilidad de descubrimiento, habrá que valorizar las chances de existencia de roca madre, trampa, roca reservorio y condiciones favorables para la migración, y aplicar las fórmulas que a tal fin figuran en la literatura.

Glosario técnico

Anticlinal: repliegue del subsuelo con su convexidad hacia arriba.

B_g: factor volumétrico del gas.

B_o: factor volumétrico del petróleo.

Condensación: acción y efecto de condensar o condensarse.

Condensación retrógrada: se denomina así al comportamiento de las fases de un sistema constituido por una mezcla de hidrocarburos en un

yacimiento durante su explotación: al descender la presión por debajo del punto de rocío, dentro de un determinado campo de temperatura, tiene lugar, al principio, un aumento en las proporciones de la fase líquida y luego su reevaporación parcial o total.

Condensados: hidrocarburos líquidos producidos a partir de las corrientes del gas natural, separados de este por enfriamiento u otros métodos.

Embeber: absorber un cuerpo sólido en otro en estado líquido.

f: porosidad.

Factor de volumen: cuantifica la pérdida de volumen durante el proceso de extracción a superficie.

Falla: fractura (discontinuidad) en los estratos de un cuerpo rocoso con desplazamiento relativo a ambos lados de esta.

Fractura: grieta de mayor o menor amplitud producida por movimientos geológicos, originados por agentes geodinámicos, en un cuerpo rocoso, sin desplazamiento relativo entre los lados o bloques de esta.

GOIS: gas original in situ.

HOIS: hidrocarburos originales in situ.

POIS: petróleo original in situ.

Polímero: sustancia constituida por el enlace, según un orden determinado, de varias moléculas, iguales o distintas.

Reservorio: sitio del subsuelo apto para almacenar hidrocarburos.

Separador: equipamiento instalado principalmente en las baterías colectoras de fluidos producidos en los yacimientos, que facilita la separación del petróleo, del gas y del agua.

Sg_i: saturación de gas inicial.

So_i: saturación de petróleo inicial.

Sw_i: saturación de agua inicial.

Surfactante: agente químico con actividad superficial que reduce las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de las rocas.

V_r: volumen de roca.

► CAPÍTULO - 05

Seguridad, salud, ambiente y comunidad en la producción de hidrocarburos

Este capítulo fue elaborado por la Comisión de Seguridad, Salud y Medio Ambiente que preside Alberto Andrade y la colaboración de socios personales. Participaron en su redacción y revisión: Diego Rosa, Jorge Fasano, Luis Concina, Leandro Doglio, Gino Ronco, Elías Dajczgewand, Romina Tobares, Jorge Salem, Mariana Quaglia, Eugenia Quiroga y Mónica Gagliardi



05 | Seguridad, salud, ambiente y comunidad en la producción de hidrocarburos

Reseña de la evolución de la salud y seguridad ocupacional a través de los años

Aspectos de la salud y seguridad en el mundo

Es bien conocido que desde hace muchos años y en las diferentes actividades desarrolladas, el hombre se ha preocupado por preservar su bienestar físico y mental, aplicando intuitivamente los principios más elementales de higiene y seguridad, con la finalidad de prevenir accidentes al efectuar trabajos, muchos de los cuales eran realizados en condiciones rudimentarias e inseguras.

Se fueron desarrollando así, paulatinamente y no sin grandes esfuerzos, equipamientos y prácticas que hicieron los trabajos en general, y en la industria del petróleo en particular, cada vez más seguros, lo que creó una incipiente conciencia sobre higiene y seguridad.

Esta evolución sobre la forma de realizar las tareas y el desarrollo de cada vez mejores y más eficientes máquinas y herramientas se fue consolidando con la aparición de leyes que regulaban el ambiente y las prácticas del trabajo, así como los derechos y obligaciones del empleador y del trabajador.

Relación entre la Revolución industrial, la salud ocupacional y seguridad, y el petróleo

Los seres humanos han tenido contacto con el petróleo desde la Antigüedad, a través de algunas de sus manifestaciones superficiales o pequeñas vertientes, originadas por el ascenso de los hidrocarburos por medio de grietas y fallas del terreno.

Durante mucho tiempo se empleó con fines limitados como el calafateado de barcos, la impermeabilización de tejidos y la fabricación de antorchas. En tanto, en la época del Renacimiento (siglos xv y xvi) el petróleo de algunos depósitos superficiales se destilaba para obtener lubricantes y productos medicinales.

Desde 1760 hasta 1830, se inicia en Europa, comenzando en Inglaterra, una serie de transformaciones de los procesos de producción, caracterizadas principalmente por la introducción de maquinarias en la ejecución de diferentes trabajos. El oficio artesanal va siendo gradualmente reemplazado por la producción en serie, realizada en fábricas cada vez más mecanizadas.

Los efectos que la Revolución industrial tuvo en la salud de la población fueron adversos y en un primer momento no se debieron directamente a una causa ocupacional. La estructura de la familia experimentó una ruptura cuando los hombres debieron trasladarse a las áreas industriales de las ciuda-

des, y dejaron a sus familias en el ámbito rural. El hacinamiento producido en las ciudades por la migración masiva de trabajadores hacia ellas, unido a las malas condiciones sanitarias existentes, originó epidemias que causaron numerosas muertes. Como reacción a estos fenómenos se comenzaron a crear servicios de salud pública, destinados a controlar las enfermedades y a mejorar las condiciones de salud de estas poblaciones.

El incremento en la producción de bienes se logró por la utilización de máquinas cada vez más rápidas y complejas, pero también más peligrosas. Los trabajadores, habitualmente, no contaban con la preparación necesaria para operar correctamente la nueva maquinaria, y las medidas de protección eran muy escasas. Este proceso, es decir, la transición desde el trabajo manual (artesanal) al mecanizado (industrial), fue acompañado por una paulatina y lenta creación de servicios de salud ocupacional, y, consecuentemente, por una mayor atención hacia las condiciones ambientales laborales y a la prevención de enfermedades ocupacionales.

El creciente desarrollo industrial impulsó la búsqueda de nuevos combustibles. El petróleo empezó a utilizarse desde mediados del siglo XIX en los Estados Unidos y cobró especial importancia con el desarrollo de los motores de “combustión interna” y “explosión”, que utilizaron los derivados del petróleo (nafta, gasoil, querosén) como fuentes de energía; a partir de entonces, el petróleo sería un producto estratégico e insustituible en nuestro mundo.

La búsqueda de nuevos combustibles no se limitaba solo al uso industrial. Los cambios sociales que paralelamente ocurrían hacían necesario disponer de un aceite bueno y económico para las lámparas dado que el aceite de ballena solo se lo podían permitir las clases altas, las velas de sebo tenían un olor desagradable y el gas de alumbrado solo llegaba a los edificios de construcción reciente, situados en zonas metropolitanas.

Antecedentes de la higiene industrial y seguridad en el mundo

La seguridad y la higiene industrial se considera que tuvieron sus inicios en el siglo XIV, y sus primeros pasos se dieron por la asociación de artesanos europeos, quienes propusieron ciertas normas para proteger y regular sus profesiones.

Son destacables los trabajos del Dr. Bernardino Ramazzini (1633-1714), conocido como el “padre de la higiene en el trabajo” ya que la historia de la medicina le atribuye haber sido el autor del primer tratado sistemático de lo que llamamos *medicina laboral*. Su contribución más importante fue su libro sobre enfermedades profesionales *De morbis artificum diatriba* (*Tratado sobre las enfermedades de los trabajadores*), publicado por primera vez en Módena, Italia, en 1700.

En este libro, el Dr. B. Ramazzini ofrecía un examen minucioso de los factores etiológicos de las afecciones propias de los distintos oficios que se desarrollaban en aquella época, tratando los peligros para la salud de los productos químicos, los polvos, los metales, los movimientos repetitivos o violentos, las posturas y otros agentes causantes de enfermedades encontradas en los trabajadores de 52 ocupaciones.

Ramazzini, quien además publicó estudios sobre la peste bovina y sobre el paludismo, siempre pugnó para que el ejercicio de la medicina del trabajo se llevara a cabo en los lugares de trabajo y no en el consultorio médico.



Con la Revolución francesa se establecen corporaciones de seguridad destinadas a resguardar a los artesanos, base económica de la época.

En 1833 se pone la primera piedra de la seguridad industrial moderna, cuando en París se establece una empresa que asesora a los empresarios industriales.

En 1905, en Venezuela se comienzan a dar los primeros pasos, cuando se introduce un artículo especial sobre los riesgos profesionales en el código de política del estado de Táchira y más tarde, en el año 1920, se crea la primera ley de trabajo, que aún no establecía una verdadera legislación en lo que respecta a la prevención de accidentes, pero para el año 1936, con la promulgación de una nueva ley del trabajo, sí se comenzaron a establecer reglamentaciones sobre la prevención de accidentes.

En 1970, se publica en los Estados Unidos la Ley de Seguridad e Higiene Ocupacional, “cuyo objetivo es asegurar en lo máximo posible que todo hombre y mujer en esta nación trabaje en lugares seguros y saludables, lo cual permitirá preservar nuestros cuerpos”.

Esta ley es posiblemente el documento más importante que se ha emitido a favor de la seguridad e higiene, ya que, con sus reglamentos, cubre requerimientos en casi todas las ramas industriales, los cuales han sido tomados por muchos otros países.

La legislación sobre salud ocupacional y seguridad en la Argentina

La Argentina fue uno de los primeros países en legislar sobre salud laboral.

La sanción, el 29 de septiembre de 1915, de la Ley N° 9.688 de Accidentes de Trabajo marca el primer paso y tal vez el más importante, en el nacimiento y desarrollo de lo que actualmente es nuestro derecho del trabajo. Esta ley precisaba algunas de las enfermedades por las que el trabajador debía ser indemnizado, sentando las bases que definieron al empleador como responsable de la salud de aquellos a quienes encomendaba los trabajos.

El 21 de abril de 1972 se promulgó la Ley N° 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, de aplicación para todos los ámbitos del trabajo. Fue reglamentada mediante el Decreto N° 351/79. Esta ley, orientada principalmente a los establecimientos de manufactura, establece pautas para la protección de la vida, para preservar y mantener la integridad psicofísica de los trabajadores, para prevenir, reducir, eliminar o aislar los riesgos, estimular y desarrollar la prevención de accidentes o enfermedades derivadas de la actividad laboral.

En 1995 entró en vigencia la Ley de Riesgos del Trabajo N° 24.557, que plantea entre sus objetivos:

- Reducir los siniestros laborales a través de la prevención de riesgos derivados del trabajo.
- Reparar daños derivados de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, incluyendo la rehabilitación del damnificado.
- Promover la recalificación y recolocación de los trabajadores damnificados.

Además, en 1996 se regula y adecua la Ley N° 19.587 a la actividad específica de la construcción mediante el Decreto N° 911.

Las organizaciones de los trabajadores han señalado también la necesidad de establecer prácticas saludables y seguras para sus afiliados, incluyendo la capacitación laboral.

Es así como la seguridad e higiene en el trabajo, si bien lentamente, ha logrado cimentarse a través de los años como un aspecto muy relevante de cualquier empresa, debido principalmente a que ha sido reconocida e interpretada su importancia y utilidad para el buen desempeño de las operaciones por las tres partes directamente involucradas: trabajadores, empresarios y Gobierno.

Es importante destacar, además, la existencia del marco regulatorio enfocado a la seguridad e integridad de las instalaciones. La Ley Nacional Nº 13.660 del año 1949 y su decretos reglamentarios Nº 1987/60 y Nº 401/05 fijan criterios sobre las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos minerales, líquidos o gaseosos, siendo la autoridad de aplicación la Secretaría de Energía de la Nación. Varias resoluciones de la Secretaría de Energía complementan estas normas (Resoluciones Nº 419/93, Nº 404/94, Nº 1102/04, Nº 167/04, Nº 785/05), así como disposiciones de la Dirección Nacional de Combustibles Nº 1/95 y 2/95 y Subsecretaría de Combustibles Nº 14/98.

Principales herramientas de prevención utilizadas

Planes de seguridad

Actualmente contar con un adecuado plan de seguridad que dé un marco de trabajo seguro y saludable se ha vuelto una necesidad para las empresas de exploración y producción (en adelante E&P) y sus contratistas, y, como tal, es una parte integrante de su negocio tanto para las operadoras como para las empresas que les prestan servicios.

En las normas de gestión como la OHSAS 18.001 (seguridad y salud en el trabajo) y la ISO 14.001 (medio ambiente), en la etapa del planeamiento se establecen los programas y procesos necesarios para alcanzar los objetivos buscados incorporándose a la gestión de la organización (figura 1).

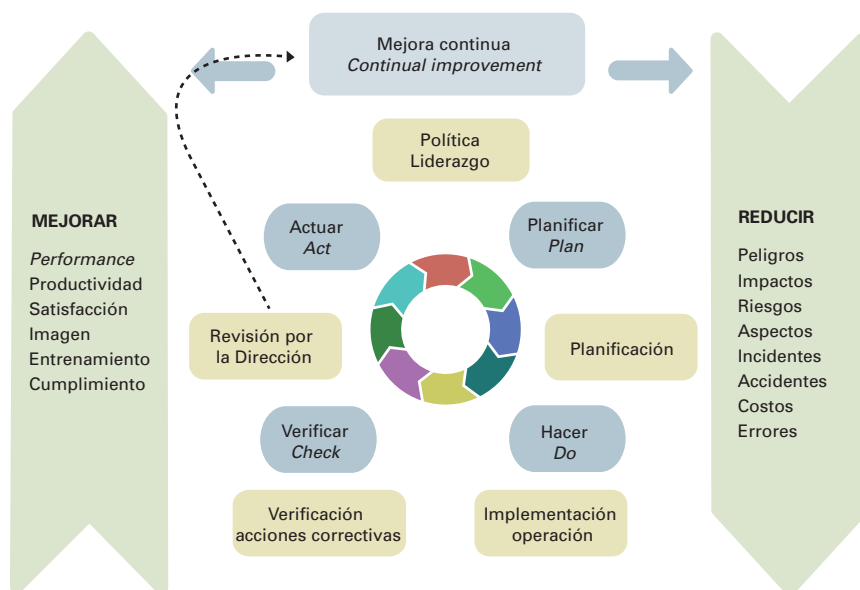


Figura 1. Ciclo de Deming o ciclo PDCA (Plan, Do, Check, Act).

Las actividades de E&P que desarrollan las empresas operadoras tienen particularidades que las distinguen de otras industrias como, por ejemplo, una planta industrial, dado que deben enfrentarse a una mayor cantidad de variables en una diversidad de escenarios, muchas veces alejados y agrestes. Es por esto por lo que la gestión y las herramientas de seguridad utilizadas, muchas veces, difieren en gran medida de las utilizadas en sus sistemas homólogos en otro tipo de empresas u organizaciones.

Las mayores dificultades de los escenarios en los que operan las empresas de E&P y sus contratistas introducen nuevos factores de riesgo que deben ser considerados en los planes de prevención y seguridad.

En este sentido es distinto ser un operador de una planta industrial de manufactura, rural, urbana o cercana a algún centro poblado, que ser un operador de una batería de inyección de agua de alguna empresa de E&P. Para este operador de batería, su día puede empezar con un viaje de quizás 100 kilómetros o más, bajo distintas condiciones climáticas, trabajando, además, la mayor parte del día solo y en zonas alejadas. Obviamente, en estas condiciones de exposición, la percepción y la gestión del riesgo asociado son distintas.

Estos aspectos mencionados son más notorios aún si el operario trabaja en una organización dedicada a los servicios de pozo o de estudios como la sísmica en etapas exploratorias, donde las distancias y las dificultades logísticas son críticas y más complejas.

ATS, PRP, AST y otras herramientas

Para lograr una adecuada gestión de los riesgos, la experiencia demostró que, además y complementariamente a los procedimientos –que deben ser sencillos, adecuados y de fácil lectura–, es necesario realizar relevamientos e identificaciones de peligros y riesgos, con la participación de todas las personas involucradas en las tareas.

La identificación de peligros y la evaluación de riesgos, si bien deben ser detalladas, deben tener un lenguaje simple. Lo importante es tomar las acciones necesarias para que los riesgos, combinación de probabilidad de ocurrencia y gravedad o consecuencia, resulten poco significativos (figura 2).

La herramienta para este análisis toma distintos nombres según la organización de que se trate: análisis de tarea segura, planilla de riesgos potenciales,

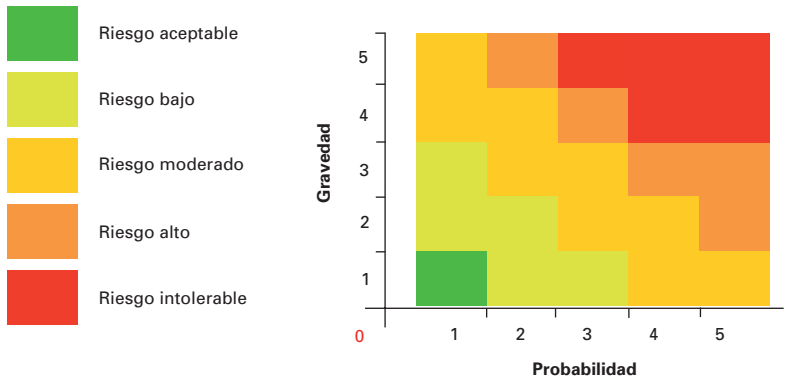


Figura 2. Clasificación de riesgos.

análisis de seguridad laboral, análisis seguro de trabajo, análisis de riesgos operativos, análisis preliminar de riesgos, entre muchos otros nombres. Sin embargo, siempre el objetivo es el mismo: identificar los peligros, evaluar los riesgos para realizar las acciones adecuadas, por lo que constituye uno de los pilares básicos sobre los cuales se construye una adecuada gestión preventiva.

Respecto a la gestión de estos análisis de riesgos, lo mejor es trabajar con un análisis de riesgos de dos fases: una global que incluya todas las tareas dentro del alcance de cada uno de los actores presentes en la operación de E&P, y otra puntual que realice el análisis detallado de las particularidades de cada frente de trabajo.

El análisis de riesgos puede adoptar distintos enfoques dependiendo de la información sobre la que comience el análisis; en algunos casos se analiza por puesto de trabajo y en otros, por tareas. El análisis por puesto tiene la desventaja de que en el caso de tareas en locaciones o plantas donde existan varias empresas trabajando, las interfaces entre los puestos de una y otra organización pueden no estar finamente analizadas. El análisis por tareas o grupos de tarea puede ser un análisis complementario al de puesto de trabajo y ser ese ajuste fino o análisis detallado mencionado anteriormente (figura 3).

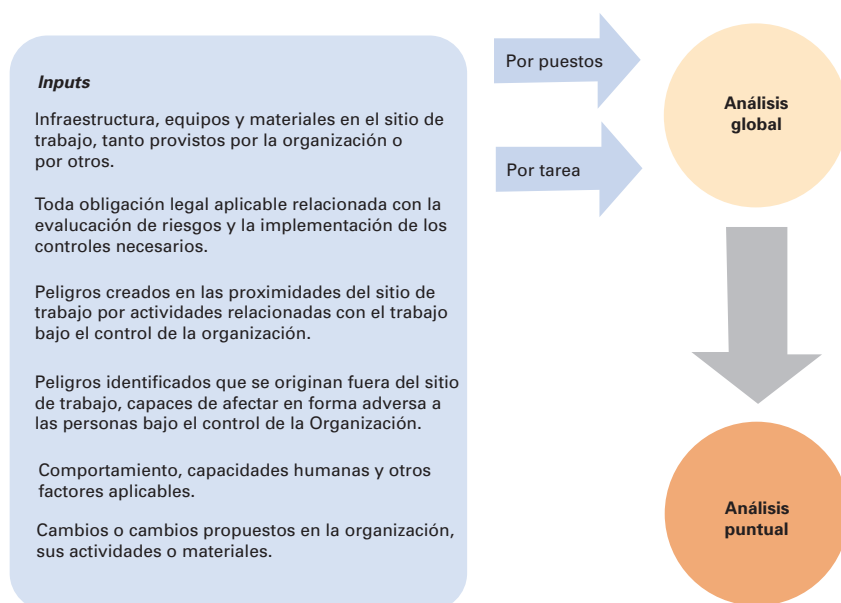


Figura 3. Modelo de análisis de riesgo.

En las empresas de E&P también está difundido el uso de permisos de trabajo y autorizaciones o habilitaciones para las distintas tareas que las personas pueden desarrollar. La metodología del permiso de trabajo también incluye el análisis de riesgo de las tareas por efectuar.

Estos permisos de trabajo consideran siempre una interrelación de tres figuras o actores principales:

1. Solicitante.
2. Autorizante.
3. Ejecutante.

Una de las particularidades de la industria de E&P, que muchas veces se da también en las empresas de refinación, es la alta tercerización de actividades por medio de empresas contratistas que deben adoptar las rutinas de habilitación y permiso de trabajo de las empresas operadoras para las cuales trabajan. De esta forma, la operadora delega y consigna la zona de trabajo a la empresa de servicios (ya sea de perforación, servicios de pozos, sísmica u otras) y hace que esta empresa absorba en su estructura todos los sectores y responsabilidades asociados a los sistemas de permiso de trabajo, es decir, las figuras solicitante/autorizante/ejecutante. Esta modalidad constituye el concepto de “zona consignada”.

También pueden existir modelos parciales de consignación, los cuales dependen, en gran medida, de la cercanía o interrelación existente con plantas o sectores en operación de plantas o sistemas y de la necesidad de aislación de energía que surja de esta variable.

Brigding, documents, tendiendo puentes

En muchos casos este escenario que venimos describiendo se hace más complejo dado que nos encontramos con empresas de servicios (sísmica, servicios de pozos, etc.) que tienen que entrar a trabajar a la “casa” de las operadoras, como dijimos anteriormente, pero que, a su vez, cuentan de antemano con herramientas y sistemas de gestión propios acordes a la complejidad de las tareas que realizan.

Esto puede llegar a ocasionar una cierta superposición, y, en algunos casos, contraposición, de las herramientas a utilizar.

Esta situación puede ser salvada de varias formas, o bien definiendo en documentos puente (*brigding*) una utilización mixta de herramientas de una y otra empresa o utilizando el concepto de “consignación de zona” antes descrito y dejando toda la responsabilidad de la gestión de seguridad en la empresa prestadora de servicios.

También existen modelos en los cuales las operadoras califican a las empresas de servicios y establecen planes para que la gestión de estas sea equiparable a la de la empresa operadora, que actúa como comitente.



Los riesgos viales

Anteriormente mencionamos que una de las características de E&P son las grandes distancias que se deben recorrer hasta los lugares de trabajo, circunstancia que ha hecho reconocer al riesgo vial como una de las principales preocupaciones de la industria, dada la cantidad de personas que diariamente se exponen a él, tanto del operador como de las compañías de servicios relacionadas.

Existen varias prácticas de gestión vinculadas a la seguridad vial. Una de ellas (quizás la más usada) incluye rutinas de habilitación de conductores sumadas a medidas tendientes al gerenciamiento de los viajes (horas de salida y llegada, cadenas de aviso, prohibiciones de conducción nocturna, límites de velocidad más exigentes que los existentes en el marco legal, obligatoriedad de descansos, etc.). Todas estas prácticas de gestión se sustentan en una intensa capacitación en manejo defensivo o preventivo, así como en prácticas en

caminos con ripio y en condiciones extremas, como por ejemplo caminos con hielo.

Dentro de estas prácticas, algunos operadores y empresas prestadoras de servicios alientan y priorizan el uso de medios de transporte colectivo, con una gestión coincidente con la anterior en sus líneas principales. Vale decir, es mejor tener un transporte de personal, con capacidad para 20 o 30 personas, con un chofer profesional y adecuadamente entrenado y habilitado, que tener 6 o 7 vehículos livianos con conductores, que si bien están habilitados y capacitados, son los mismos que durante la jornada laboral llevan a cabo las tareas propias de la industria.

Costa afuera (*offshore*)

Las actividades de E&P se extienden a ríos, lagos, lagunas y mares, introduciendo las dificultades y riesgos vinculados a las condiciones propios de estos lugares.

Las tecnologías modernas permiten que en muchos casos se evite ingresar a aguas, direccionando los pozos y sistemas de extracción desde tierra. Pero ello no siempre es posible.

A los riesgos habituales de las operaciones de exploración y producción petroleras se suman, en particular, aquellos introducidos por las tormentas marinas, el transporte naval y aéreo, las instalaciones concentradas en espacios pequeños, etcétera.

Asimismo, las instalaciones *offshore* son instalaciones marinas y a ellas son aplicables las prácticas y normativas propias de la navegación, por lo que se debe considerar la presencia de personal marítimo.

Los planes de contingencias se ajustan a estas condiciones e introducen escenarios propios tales como la colisión con buques o helicópteros, quedar a la deriva, utilización de equipos salvavidas, hombre al agua, hundimiento, etcétera.

Consecuentemente, la gestión de la seguridad debe ajustarse a todas estas características y adquiere particular relevancia la seguridad de los procesos e instalaciones, junto con las relativas a las actitudes de las personas.

Las operaciones *offshore* llevan a producir desarrollos tecnológicos que compiten con los de las conquistas espaciales, pues también se trata de responder a los desafíos que implica el trabajar en condiciones cada vez más exigentes y, simultáneamente, ofrecer condiciones seguras y saludables al personal.



Capacitación y entrenamiento

La legislación en la Argentina siempre fue clara con respecto a que los trabajadores deben ser capacitados sobre los riesgos a los que se enfrentan. La particular complejidad de las empresas de E&P en este sentido está dada por la gran cantidad y diversidad de contratistas presentes, y esto se pone de manifiesto sobre todo en épocas de campañas de exploración o paradas de mantenimiento. Por este motivo, las distintas compañías operadoras adoptan criterios para clasificar a las empresas contratistas y diferenciar aquellas que trabajan habitualmente en sus instalaciones o yacimientos de otras que lo ha-

cen en forma poco habitual, así como diferenciar los riesgos inherentes a los servicios por prestar. Esta distinción permite tener enfoques y requerimientos diferenciales con ellas, promoviendo y mejorando la gestión.

Recientemente se puso de manifiesto la necesidad no solo de dar capacitación, y obviamente su registro como evidencia, sino también de cerrar este proceso, evaluando el nivel de entendimiento y comprensión de los asistentes, es decir, considerar la eficiencia de la capacitación.

Es importante entonces no solo detectar las necesidades de capacitación del personal en función de los requerimientos laborales, sino también y consistentemente establecer el criterio a través del cual se debe identificar a las personas capaces de realizar una tarea o tener una responsabilidad específica.

Sistemas de observaciones preventivas

Cuando se analiza estadísticamente la accidentalidad, se observa que la gran mayoría de los accidentes se deben a causas humanas y en menor proporción a otras causas, como máquinas, herramientas o instalaciones (figura 4). Así, en las últimas décadas, las industrias en general, incluyendo a E&P, han ido incorporando y enfatizando lo relacionado al factor humano en su gestión.

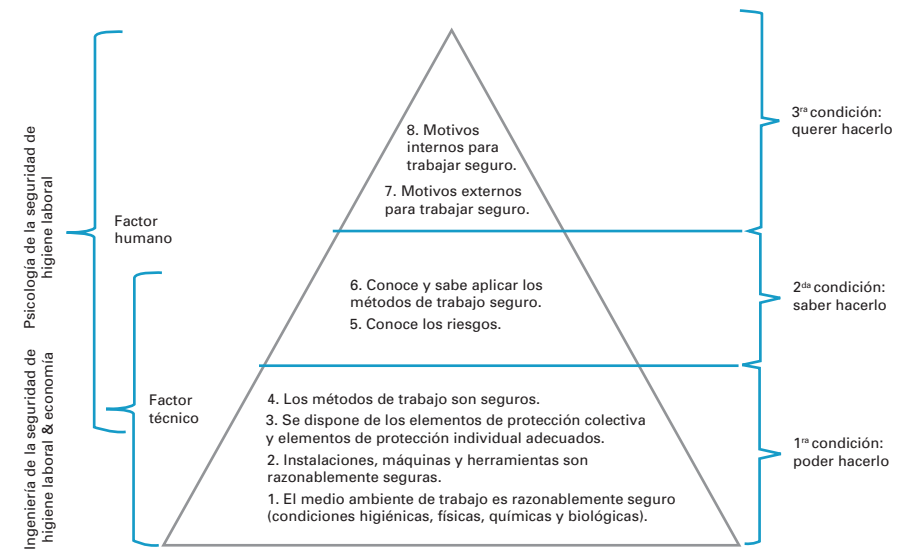


Figura 4. Factores humanos y factores técnicos como causas de accidentes.

El sistema de observación preventiva *STOP* (*Safety Training Observation Program*), creado por DUPONT, es el más extensamente usado y en él se considera en particular los aspectos actitudinales de las personas, y se promueve la concientización en aspectos de seguridad a partir del diálogo y contacto entre las personas.

El otro aspecto relevante de este sistema es que permite evaluar y clasificar las observaciones encuadrándolas en situaciones normalizadas dentro de distintas categorías como reacción de las personas, posición de las personas,

equipamiento de protección personal, herramientas y equipos, procedimientos, orden y limpieza.

Las observaciones preventivas se orientan a trabajar en la parte proactiva de la conocida pirámide de accidentalidad (figura 5), puesto que permiten accionar ante situaciones que no representan accidentes. Este modelo de siniestralidad, llamado modelo de Frank Bird en honor a su creador, fue ampliado en tiempos más recientes agregándole en su base los desvíos, como por ejemplo condiciones y actos subestándares o inseguros. Las relaciones de esta pirámide pueden diferir entre los distintos autores o entre las distintas compañías.

La investigación de los accidentes, así como de los cuasiaccidentes y desvíos, permite actuar sobre sus causas y tomar las decisiones correspondientes para que no se repitan.

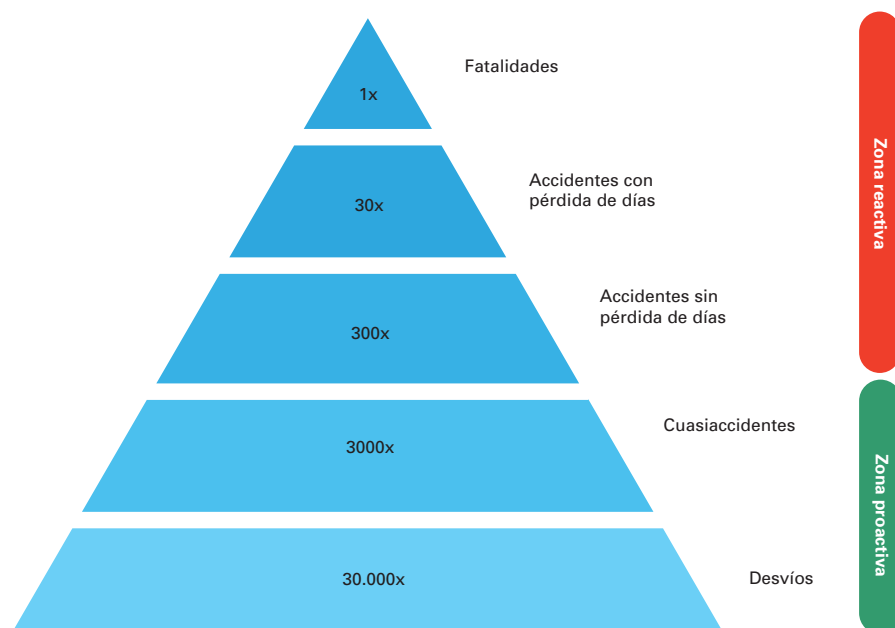


Figura 5. Pirámide de accidentalidad.

Auditorías e inspecciones

Los planes de seguridad mencionados al principio del capítulo forman parte del ciclo de la mejora continua (figura 1), también conocido como Ciclo de Deming o ciclo *PDCA* (acrónimo de *Plan, Do, Check, Act*, es decir, planificar, hacer, verificar, actuar). Esta estrategia de mejora en cuatro grandes etapas fue aplicada inicialmente a los sistemas de gestión de la calidad, extendiéndose luego a otros sistemas de gestión, como los de medio ambiente y de seguridad.

Así, el planeamiento requiere necesariamente de la verificación y monitoreo de la implementación de las acciones y de su evaluación.

Existen varios y distintos tipos y formas de verificación de condiciones y acciones en lo que a seguridad se refiere, van desde las simples inspecciones hasta las más complejas auditorías.

Hoy todas las empresas de E&P cuentan con sistemas de auditorías, como una de las principales herramientas para monitorear la gestión. De acuerdo al alcance, la auditoría puede enfocarse en un proceso –como por ejemplo permiso de trabajo– o ser más abarcativa e integrada, involucrando la interrelación de factores técnicos y humanos (figura 4).

Control operativo

En las últimas décadas se empezó a generalizar el uso de procedimientos escritos, vale decir, todo comenzó a estar mucho más documentado. Esto trajo aparejado un mayor y mejor control de los procesos y tareas dado que los procedimientos definen las responsabilidades del personal involucrado y especifican la forma de realizar las actividades en forma segura. Algunas compañías diferencian procedimientos generales, de mayor nivel y con énfasis en los aspectos de gestión, de aquellos más técnicos y operativos, denominados también *instrucciones de trabajo*. En la elaboración de procedimientos, tal como se indica en la figura 6, es importante “escribir lo que se hace” para luego “hacer lo que se escribió”. Así, para la elaboración de los procedimientos operativos son imprescindibles primero la participación del personal involucrado en la actividad y luego la difusión del procedimiento para asegurar su comprensión. Procesos mencionados anteriormente como las auditorías, las inspecciones y las observaciones preventivas, entre otros, son mecanismos que permiten evaluar la adecuación y el grado de cumplimiento de los procedimientos, planificando consecuentemente las acciones necesarias para corregir desvíos, sea a través de una revisión de los documentos o incrementando la capacitación.

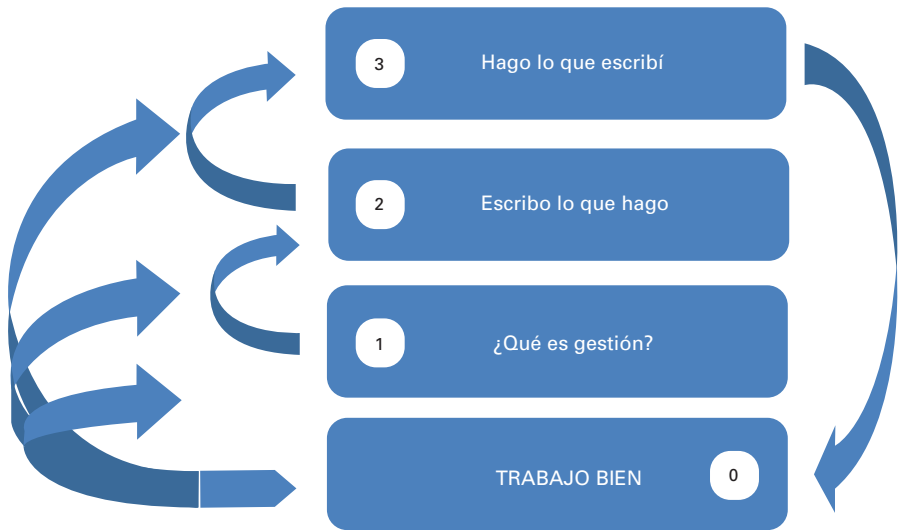


Figura 6. Ciclo para la elaboración de procedimientos.

Visibilidad gerencial y cultura de seguridad, ¿una necesidad?

A modo de resumen de todo lo anterior cabe destacar que la instalación de una cultura de seguridad, sólida y capaz de sostener en el tiempo la mejora continua, no es posible sin el compromiso y la participación activa de los niveles superiores de la Dirección de la empresa.

La implementación de sistemas de gestión junto con la aplicación de procedimientos en las actividades críticas y la capacitación y entrenamiento necesarios han demostrado que pueden mejorar el desempeño en forma significativa. Sin embargo, con el tiempo, esta mejora se estabiliza y no es posible un nuevo salto cualitativo en los resultados, si no es por medio del involucramiento y compromiso visibles de los directivos que crean la motivación y el ámbito necesarios para que la seguridad se integre con el negocio en su conjunto y pase a ser un verdadero valor.

Hidrocarburos: salud de los trabajadores durante la exploración y la explotación

La salud de los trabajadores en la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos presenta aspectos muy particulares y su consideración sobrepasa el ámbito exclusivo del trabajo o el potencial contacto con el petróleo o sus componentes (benceno, sulfhídrico, etcétera).

Esto es así ya que las zonas donde se realizan los trabajos de exploración o de explotación de hidrocarburos pueden mostrar características muy variadas cada una presentará una problemática distinta para considerar en relación con la salud.

Conocer la salud de los trabajadores se refiere al proceso de asegurar que un individuo pueda completar una tarea de manera segura y sin riesgo para él mismo o para un tercero.

De acuerdo a la Ley de Higiene y Seguridad N° 19.587, la Ley de Riesgos del Trabajo N° 24.557 y sus decretos reglamentarios, las empresas deben contar con un servicio de salud ocupacional, que entre otras funciones, tendrá que:

- Intervenir en todo lo atinente a su competencia profesional en materia de exámenes de salud, de acuerdo con lo establecido en la Resolución S.R.T. N° 37/00 y toda reglamentación al respecto.
- Intervenir en el área de su competencia, en la realización de los índices de exposición biológica, de acuerdo con el resultado de las determinaciones de contaminantes ambientales del medio ambiente laboral.
- Ejecutar acciones de educación sanitaria, preparación para las emergencias y vacunación.
- Efectuar estudios de ausentismo por morbilidad.
- Realizar análisis de los accidentes y enfermedades profesionales en coordinación con el Servicio de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
- Instrumentar los medios necesarios para que el botiquín de primeros auxilios cuente con los medicamentos, sueros y antídotos adecuados, conforme al riesgo específico de la actividad y la zona de explotación.



- g) Verificar las condiciones de higiene del comedor y de la cocina y controlar que la dieta sea suficiente, completa, armónica y adecuada.
- h) Evaluar los resultados de los análisis de agua para consumo humano, a fin de prevenir los riesgos para la salud.
- i) Llevar a cabo acciones de capacitación continua, referidas a posibles alteraciones de la salud que puedan ocasionar riesgos a los que estén expuestos los trabajadores, teniendo en cuenta el tipo de explotación y cada puesto y etapa de trabajo.
- j) Capacitar a los trabajadores en primeros auxilios y formar brigadas especializadas.
- k) Suministrar toda aquella información que le sea requerida por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo u otra autoridad competente o la aseguradora de riesgos del trabajo, a fin de poder efectuar las investigaciones de accidentes y enfermedades profesionales. Asimismo, debe adoptar los medios necesarios para facilitar las inspecciones o auditorías de los entes mencionados.



Además, la salud ocupacional debe contar con un programa basado en una evaluación de riesgo para cada posición laboral y antecedentes del trabajador. Las pruebas sobre la capacidad funcional o médica, como así también todos los exámenes que se realicen, deben estar relacionados con una evaluación de la aptitud del trabajador para la ocupación o las tareas que se le asignen. Las pruebas y exámenes deben producir resultados repetibles y consistentes y deben aplicarse por igual a todos los que estén obligados a hacer el trabajo. El programa debe orientar, ejecutar y evaluar las acciones encaminadas a asegurar el bienestar integral de todos los empleados, todo lo cual permite:

- **Ubicación adecuada del personal:** se logra por medio de los exámenes de preempleo, por cambio de tareas, por los exámenes periódicos de ley y por otros postaccidentes o enfermedades ocupacionales y no ocupacionales.
- **Tratamiento y rehabilitación:** la aplicación de las más modernas técnicas de rehabilitación por parte de la empresa y de las administradoras de riesgos del trabajo permitirá que el individuo recupere sus habilidades hasta el límite razonable que su lesión o enfermedad ocupacional permita.
- **Mantenimiento y promoción de la salud:** se aplicarán principios de salud preventiva y se analizarán los riesgos del trabajo y su asociación con el entorno de vida a fin de crear un medio ambiente de trabajo sano y seguro.
- **Monitoreo de las ausencias médicas:** se controlarán los casos de ausencias médicas ocupacionales y no ocupacionales a fin de conocer los riesgos y sus consecuencias en el trabajo.
- **Reconocimiento temprano:** se individualizarán aquellos factores ambientales que puedan afectar la salud de las personas y se emitirán recomendaciones para evitarlas.

Tipos de riesgos en el petróleo

- **Riesgos físicos:** derivados de trabajos en zonas de temperaturas extremas que pueden generar estrés por frío o carga térmica, zonas de alturas, problemas barométricos como el trabajo de buzos en operaciones *offshore*,

tareas en zonas de mayor actividad sísmica o de particular climatología como ser de alta humedad o con presencia de partículas de polvo de distintos orígenes, etcétera. Debe realizarse una evaluación completa de las exposiciones a ruidos. La dosimetría del ruido se recomienda especialmente para los trabajadores de áreas como mantenimiento. Esta medición requiere el uso de dosímetros que se usan en el cuerpo para monitorear la exposición de un empleado al ruido durante el turno. Los resultados obtenidos en un empleado también pueden representar las exposiciones de otros trabajadores del área con funciones similares.

- **Riesgos biológicos:** como son los derivados del eventual contacto con animales o plantas venenosas (mordedura de serpientes o picaduras de arácnidos u otro animal puede considerarse como temas de seguridad). Asimismo, se incluyen los riesgos de las enfermedades endémicas que afectan en forma permanente o periódica un determinado sector, tales como chagas, cólera, dengue, fiebre amarilla, hantavirus, lepra, leishmaniasis, malaria, peste, rabia, salmonella, tuberculosis, entre otras.
- **Riesgos químicos:** son los asociados con el eventual contacto con hidrocarburos, productos químicos o materiales que se utilicen en el lugar de trabajo. Suelen considerarse en grupos, tales como hidrocarburos aromáticos, parafinas, etcétera.

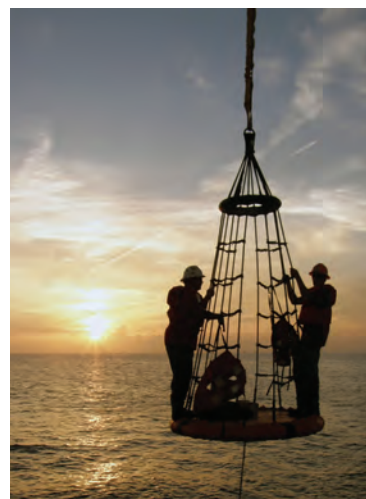
Es relevante considerar una matriz de riesgos y permisos de salud para todas las tareas con riesgos específicos:

- Los bomberos y personal de emergencia.
- Los buzos en *offshore*.
- El personal de *catering*.
- Las líneas aéreas/helicópteros y pilotos.
- Los conductores de vehículos industriales.
- Los trabajadores de ubicación remota.
- Los usuarios de equipos de respiración autónoma.
- Trabajos de calidad en los cuales la tarea depende de la visión de los colores.
- Los trabajadores en condiciones climáticas extremas (frío o calor).

En tanto, la política de salud de la empresa de E&P se enfocará en los resultados de dicho mapeo y en los procedimientos que eviten, mitiguen o minimicen los riesgos propios. Entre ellos figurarán desde estudios de tareas con temperaturas extremas, uso de ropa adecuada, el uso de mosquiteros y repelentes, uso de bloqueadores de rayos solares, educación y entrenamiento de acuerdo a lo que se encuentre en la zona, etcétera.

Se consideran enfermedades profesionales aquellas que se encuentran incluidas en el listado de enfermedades profesionales que elabora y registra el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) anualmente conforme al procedimiento del Artículo N° 40 de la Ley de Riesgos del Trabajo (LRT) N° 24.557/95.

El listado identifica el agente de riesgo, cuadros clínicos y actividades con capacidad de determinar por sí la enfermedad profesional. Las enfermedades no incluidas en el listado, como sus consecuencias, no serán consideradas resarcibles salvo que el PEN y el Comité Consultivo Permanente (Ley N° 24.557/95) modifiquen la lista o la Comisión Médica Central (Dec. N° 1.278/00) declare una determinada enfermedad en un determinado individuo como de origen profesional.



La LRT contempla el accidente de trabajo, el accidente *in itinere*, el accidente en misión, la enfermedad profesional taxativamente listada y la enfermedad profesional particularmente identificada por la Comisión Médica Central.

Por otro lado, deberán tenerse en cuenta los aspectos reactivos (planes de emergencia) considerando la forma de acceso a la atención médica con los elementos adecuados. Estos planes contemplarán las formas de comunicación y traslado, muchas veces no convencional, por las distancias o zonas geográficas particulares.

Petróleo y medio ambiente

Tal como lo entendemos hoy en día, el ambiente no solo considera el entorno natural, el estudio de los seres vivos y su relación con el medio de soporte inanimado, sino también la interrelación de las actividades productivas con el medio que las rodea. La actividad humana está inmersa en este entorno y es parte de las interrelaciones del ecosistema, somos usuarios de energía, de espacio físico, de recursos naturales y también entregamos al ambiente nuestros flujos de materia y energía en diversos grados de complejidad. La actividad de producción de hidrocarburos no es ajena a esta realidad, sino que mantiene un contacto íntimo y permanente con el ambiente.

La sustentabilidad de las actividades necesarias para la extracción de hidrocarburos es de máxima prioridad para la industria en cada una de sus fases y en todos los ambientes donde opera. En su conjunto, las empresas no buscan únicamente cumplir con la legislación y reglamentación en materia ambiental, de salud y de seguridad, sino van más allá de esto mediante la integración de los aspectos de seguridad, higiene y protección ambiental en sistemas de gestión.

La sociedad utiliza para desarrollarse los recursos naturales hidrocarburíferos que subyacen bajo diferentes tipos de ecosistemas con los cuales, además, interaccionan otras actividades humanas y económicas. Encontrar el equilibrio entre la exploración y la producción y los factores socioambientales es un desafío complejo y diario, aun cuando estas actividades puedan desarrollarse en regiones remotas o con escaso desarrollo de otras actividades.

El concepto de protección ambiental evolucionó a través del tiempo y conforme avanzan los desarrollos científicos y tecnológicos.

En la medida en que las necesidades energéticas a nivel mundial son mayores, la industria enfrenta el desafío de explorar y operar en áreas protegidas por su alto valor ambiental, histórico, arqueológico, cultural y de biodiversidad. De ahí el interés de la industria en integrar prácticas de conservación del medio ambiente con el desarrollo de sus yacimientos. Este interés demanda una constante superación y un esfuerzo por incorporar cada una de las nuevas visiones que se presentan en el campo internacional.

Los mecanismos de protección

La circunstancia de ser una industria que en nuestro país ha cumplido 100 años de actividad y que se ha desarrollado en prácticamente todos los ecosis-

temas y condiciones ambientales posibles, le ha permitido acumular una importante y vasta experiencia sobre las mejores prácticas para aplicar, así como aprender de los errores. Si bien toda actividad productiva tiene impactos asociados, por mínimos que sean y por mejor controlados que estén, suceden, son inherentes a la actividad y constituyen una marca característica sobre la cual se trabaja y se controla. En nuestra industria hay varios mecanismos que sirven para el reconocimiento de las prácticas más riesgosas y de cómo controlarlas para que no se provoquen impactos significativos para el ambiente. Para cada situación, para cada ambiente en el que se desarrolle la actividad, estos controles deberán ajustarse a los requerimientos locales y a la sensibilidad de este.

Entonces, el principal desafío es conocer la actividad que se va a desarrollar, y en cada etapa, en cada proceso identificar claramente los efectos sobre el ambiente, evaluar los impactos ambientales, sociales y económicos, y una vez que esto se ha hecho, diseñar las acciones de mitigación, es decir, las tareas de control y minimización de estos efectos. Asimismo, es necesario elaborar las medidas que permitirán verificar la efectividad de la mitigación y, de esta manera, adecuarla si es necesario. Toda esta experiencia incrementa el conocimiento para la mejora del proceso (figura 7).

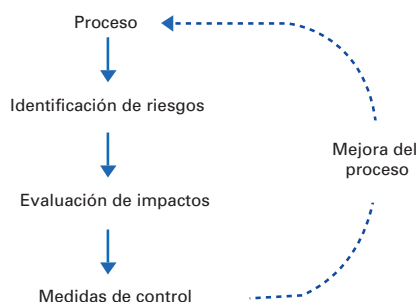


Figura 7. Mejora del proceso.

Las medidas de mitigación deben ser incorporadas al sistema de gestión y su implementación debe ser controlada durante la ejecución de las tareas.

El proceso descrito es la base de los sistemas de gestión que se aplican a todas las actividades productivas y de hecho puede ser aplicado para lo ambiental, la seguridad, las relaciones con la comunidad y para otros procesos. Es un método sencillo en su concepción que tiene la ventaja de sistematizar la identificación de riesgos y generar mecanismos para su eliminación o minimización.

Desde este concepto, el sistema de gestión adquiere estructura y complejidad, cumplimentando incluso las exigencias de sistemas certificables como los basados en las normas ISO para Calidad de Procesos e ISO para el Sistema de Gestión Ambiental.

El estudio de impacto ambiental y las auditorías

El estudio de impacto ambiental (EIA) es una herramienta desarrollada para la identificación de efectos sobre el ambiente, evaluación de impactos y diseño de planes de mitigación y monitoreo. Esta herramienta mostró su versatilidad para ser aplicada al análisis de cualquier tipo de actividad. Actual-

mente constituye un requerimiento en todas las provincias donde se desarrolla la industria hidrocarburífera, para el desarrollo de cada nuevo proyecto y para el seguimiento o ampliación de los ya existentes.

El EIA analiza la relación entre las actividades de cada etapa del proyecto y el ambiente.

La figura 8 ejemplifica, de manera simplificada, algunos componentes ambientales para considerar en un proyecto de perforación.

En la primera columna se mencionan algunos componentes ambientales que deberán ser descriptos en detalle para cada sitio específico donde se tiene la intención de llevar a cabo el proyecto. Desde una descripción macro, se disgrega, por ejemplo, el ambiente natural en sus componentes, suelo, agua, aire y flora y fauna. A su vez, cada uno de estos componentes es analizado considerando la calidad del recurso, su uso actual y futuro, las características físicoquímicas, la estructura del suelo, etcétera.



Figura 8. Componentes ambientales para considerar en el proyecto.

Por otro lado, en la segunda parte, el proyecto analiza cada una de las etapas, desagregando para cada una de ellas todas las actividades involucradas, como por ejemplo, la apertura de caminos, el movimiento de suelos y todo lo que esto implica. La figura 8 es una simplificación, pero un estudio de impacto ambiental contendrá un grado de detalle y profundidad acorde al tipo y características del proyecto y del ambiente. Cabe mencionar que existe un equilibrio entre el grado de profundidad y alcance del estudio y los resultados que se quieran lograr para decidir si un proyecto es viable o no en un ambiente determinado.

Si, por ejemplo, se quiere determinar si la locación de un pozo cercano a un curso de agua puede llegar a modificar la escorrentía superficial durante eventos de lluvia, o si la modificación de la superficie del suelo genera o no erosión del suelo, el alcance del estudio será distinto a si se quiere conocer el efecto del uso de algún nuevo producto químico sobre el desarrollo y reproducción de una determinada especie animal o vegetal, donde la cantidad

de conocimiento que debe generarse es mucho más detallada y profunda. El equilibrio está siempre relacionado con el ambiente donde se hará el proyecto, sus características y el conocimiento previo de las interacciones que se suceden en ese lugar.

La descripción del ambiente permite realizar mapas de sensibilidad, es decir, identificar zonas de diferente sensibilidad ambiental. Estos mapas son clave a la hora de elaborar planes de contingencia y, asimismo, incluir medidas de mitigación específicas para esa zona, con un monitoreo acorde.

Una vez identificadas las interrelaciones entre el proyecto y el ambiente, se analizan los efectos del proyecto sobre el ambiente. Para evaluar tales efectos se establecen características medibles mediante instrumentos; por ejemplo, un efluente tendrá un determinado caudal o característica física o química que estarán asociados a uno o más impactos ambientales. Estos impactos son caracterizados y evaluados por medio de distintas metodologías. Mediante la evaluación de impactos se obtiene una priorización de ellos que permitirá diseñar las medidas de mitigación y asignar recursos de acuerdo a esta valorización (figura 9).

Todo proyecto, además de responder a una necesidad socioeconómica que justifica su razón de ser, también genera impactos positivos sobre el medio ambiente, tales como la mejora de las vías de comunicación, el aumento de puestos de trabajo, el desarrollo de infraestructura, etcétera.

El monitoreo tiene por objetivo el seguimiento de las medidas de mitigación a fin de garantizar que sean adecuadas y suficientes. También permite, en caso de ser necesario, adecuar estas medidas para lograr el objetivo de protección ambiental buscado.

Un control adicional que establecen los sistemas de gestión para reforzar al monitoreo son las auditorías de diverso grado, que verifican que los procedimientos y técnicas que se utilizan sean los adecuados y acordes con las previsiones. Tales auditorías no solo tienen por objeto fiscalizar lo que se realiza, sino también asegurar la mejora continua de los sistemas de gestión.

Como se ha analizado en otros capítulos, la actividad de exploración y de explotación está integrada por diversas etapas, cada una con características específicas e impactos que deben analizarse antes de comenzar con la actividad.

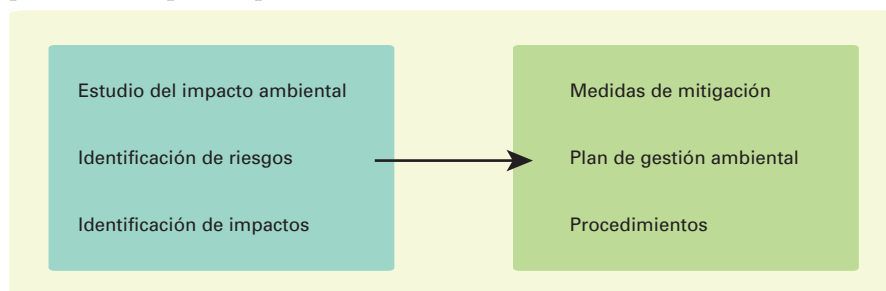


Figura 9. Impacto y gestión ambiental.

Hemos comentado que esta herramienta, el EIA, ha sido incorporada al marco legal de cada una de las regiones donde la actividad se desarrolla, por lo que ninguna actividad de la industria se lleva a cabo sin una evaluación de todos estos aspectos por parte de la autoridad de aplicación local, quien es

también un actor fundamental en el control de las actividades y de sus impactos ambientales.

A modo de sintetizar en qué aspectos debe centrarse la evaluación ambiental para cada una de las etapas se presenta, a solo título de ejemplo, la figura 10.

Los cuadros rojos representan los aspectos ambientales más significativos, y sobre los que hay que poner mayor control. Los cuadros amarillos representan aquellos aspectos ambientales menos significativos, pero que también deben tenerse en cuenta y ser evaluados. Los cuadros celestes representan los aspectos positivos asociados a las actividades productivas, como son los efectos favorables sobre la economía local y la demanda de servicios y mano de obra.

Etapas de actividad	Aspecto ambiental a considerar	Ambiente natural					Socioeconómico		
		Suelo	Agua	Aire	Flora	Fauna	Patrimonios	Actividad industrial	Actividad pecuaria
Exploración	Apertura de caminos	Red		Red	Red				
	Instalación de campamentos	Red			Red				
	Instalación de equipos	Red		Red	Red			Red	
	Registración	Red		Red	Red				Red
	Manejo de residuos	Red				Red			Red
	Transporte de materiales					Red		Red	
	Nivelación	Red	Red		Red				
	Construcción de locación	Red	Red		Red			Red	
	Montaje de equipos					Red		Red	
	Perforación		Red	Red	Red			Red	
	Manejo de fluidos	Red	Red			Red		Red	
	Manejo de residuos	Red	Red			Red		Red	
Puesta en producción	Montaje de equipos					Red		Red	
	Manejo de fluidos	Red	Red			Red		Red	
	Generación de residuos	Red	Red			Red		Red	
Etapas de producción	Montaje de ductos	Red		Red	Red			Red	
	Montaje de instalaciones de producción							Red	
	Generación de residuos	Red	Red			Red		Red	

Figura 10. Síntesis de aspectos para la evaluación ambiental.

Para cada situación y sitio, la priorización identificada con los colores responderá a las particulares condiciones y requisitos locales.

Los riesgos operativos

Hasta ahora se ha centrado la atención en lo que la implantación de un proyecto puede provocar en un ambiente determinado; de ser exitosa la exploración y viable la explotación, la actividad puede desarrollarse a lo largo de décadas en la misma región, convirtiéndose en un actor más de la interrelación con el ambiente.

Por esta razón, se realizan estudios ambientales para diferentes etapas de los proyectos. Asimismo y con la periodicidad requerida –en general anual– se analiza el resultado del monitoreo ambiental y se establecen las adecuaciones necesarias. Esta revisión anual es la oportunidad de identificar impactos nuevos o no considerados anteriormente, incluyendo aquellos que eventualmente resultaran de las propias medidas de mitigación.

La prospección del subsuelo

La búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo es una actividad denominada comúnmente en la industria como *exploración*. Se utilizan diversas técnicas para poder determinar la presencia de estructuras geológicas que puedan contener reservorios de gas y petróleo. Entre tales técnicas están aquellas que utilizan métodos de estudio indirecto que pueden ser potenciales (gravimetría, magnetometría) o con fuentes impulsivas, como es el método sísmico.

Los métodos potenciales estudian las variaciones al campo gravitatorio o magnético terrestre producido por rocas de diferente composición/densidad. El método sísmico utiliza la diferencia de impedancia acústica de las rocas, propiedad que hace reflejar o refractar las ondas producidas en superficie por una fuente vibratoria o explosiva.

Los principales impactos ambientales que se consideran para las actividades de prospección sísmica tienen que ver con la forma en que esta se realiza. Dependiendo de las características del ambiente (cobertura vegetal, presencia de humedales, etc.), del objetivo a prospectar y del área adonde se llevará a cabo el estudio sísmico, se utilizarán explosivos dispuestos en perforaciones someras o equipos vibratorios como fuentes de energía. En general podemos hablar de:

- Protección de la cubierta vegetal.
- Generación de ruidos y vibraciones.
- Afectación del suelo.
- Cambios momentáneos en el comportamiento de la fauna.

La vegetación puede verse afectada si los equipos que generan las ondas de vibración requieren la apertura de picadas para avanzar. Actualmente la vegetación no es removida, sino que se tumban o se cortan los tallos por encima del suelo, de manera que el ejemplar pueda recuperarse. En algunas regiones, dada la estructura del suelo y que la capacidad de recuperación natural del ecosistema es lenta, puede ser necesario favorecer la revegetación de la picada.

La medida de mitigación más común y efectiva es el cierre de las picadas, limitando o evitando el tránsito por ellas. El escarificado de la superficie y la siembra de semillas son técnicas por considerar para favorecer la rapidez de la recuperación.

La generación de ruidos y vibraciones puede provocar el ahuyentamiento de algunas especies de animales que aniden en la zona de trabajo. El conocimiento de los ciclos de cría y reproducción de las especies locales es de vital importancia para elegir la época apropiada para llevar a cabo los estudios de prospección.

El suelo puede verse afectado en su estructura en la medida en que las tareas de movimiento de equipos pesados impliquen la compactación de suelo



natural o bien el trabajar en épocas de lluvias, que pueden causar daño a la estructura y promover procesos erosivos.

En las prospecciones sísmicas en el mar, se utilizan cañones de aire para la generación de ondas a los efectos de no perturbar la vida de especies animales, principalmente mamíferos. Asimismo, es práctica usual iniciar la generación de dichas ondas con la técnica de “arranque suave” (*soft start*); esto es mantener un control de arranque suave de los cañones para permitir el alejamiento previo y monitoreo de las especies sensibles (mamíferos marinos, tortugas, etcétera).



Perforación: la locación y el acceso

Una vez definidas las coordenadas de un nuevo pozo, se comienza con la construcción de la locación, es decir, la construcción de una superficie plana y de suficiente resistencia mecánica como para soportar un equipo de perforación y los vehículos y equipos que se involucrarán en esta tarea.

Cada ambiente presenta desafíos diferentes para la construcción de las locaciones, ya sea que se construya sobre una llanura con suelos fértiles, con suelos arenosos, en montaña escarpada, en la selva, etc., cada una tendrá impactos y medidas de mitigación diferentes.

La principal afectación ambiental de una locación es el cambio en el uso del suelo alrededor del pozo; este se convierte en una superficie destinada a un uso industrial. Esta condición se mantendrá durante toda la vida útil del pozo y hasta que se produzca su abandono. Muchas veces los procesos de revegetación natural ocurren directamente sobre las locaciones y estas son incorporadas nuevamente al paisaje. En zonas de colinas o mesetas puede haber efectos visuales, asociados al corte y relleno de las pendientes para generar superficies horizontales. Asimismo y dependiendo del régimen climático, deben preverse los potenciales procesos erosivos a lo largo de las pendientes generadas.

Las tecnologías en uso permiten minimizar los efectos sobre el paisaje y otras afectaciones al poderse perforar un pozo desde locaciones distantes de su vertical, pudiendo utilizarse, dentro de determinados límites, una locación con bajo impacto ambiental cuando ello sea requerido. La ubicación de la boca del pozo puede ser así planificada acorde a las necesidades técnicas y ambientales.

La construcción de caminos de acceso hasta las locaciones es otro aspecto para considerar, en especial cuando se trata de perforaciones de exploración que implican accesos a zonas aún sin actividad. Un camino puede implicar el cambio del uso del suelo, cambios de escorrentía superficial, desmonte.

Las medidas de mitigación en la construcción de caminos normalmente se centran en el mantenimiento de la geoforma, la conservación del drenaje natural y en la preservación de la calidad del suelo circundante. Asimismo, se trata de afectar la menor cantidad de superficie posible, dentro de las limitaciones impuestas por la necesidad de garantizar la seguridad de las operaciones, tanto para la construcción de los caminos como de la locación.

El equipo de perforación

Las tareas involucradas durante la perforación de un pozo están descriptas en el capítulo dedicado a esa actividad. Sin embargo, desde el punto de vista

ambiental, es necesario considerar la gestión de los fluidos o lodos de perforación, los residuos y los hidrocarburos de ensayo de pozo.

Los fluidos son mezclas que además de lubricar el movimiento rotatorio del trépano, permiten mantener una presión hidrostática en él para prevenir el surgimiento de agua de formación, gas o hidrocarburos líquidos desde las profundidades, al tiempo que arrastran hacia la superficie los recortes de roca molida generados por la perforación; estos recortes también son llamados *Cutting*.

El lodo está normalmente compuesto de arcillas en suspensión acuosa y se utilizan diversos productos químicos para variar su densidad y permitirle soportar los esfuerzos de trabajo de perforación sin perder sus características principales. Por lo tanto, los aspectos para tener en cuenta en la gestión de los fluidos son fundamentalmente los siguientes:

- Gestión de productos químicos.
- Manejo de lodos y recortes de perforación.
- Gestión de residuos.
- Prevención de eventuales derrames y surgencias.

El almacenamiento de los productos químicos en la locación debe llevarse a cabo de manera adecuada, segregándolos de acuerdo a sus características y previniendo que se produzcan derrames sobre la locación o sobre el suelo. Asimismo, deben ser consideradas las condiciones climáticas.

Las características físicoquímicas de los lodos residuales y de los recortes de la perforación deben ser establecidas en cada caso para determinar las necesidades de tratamiento y la metodología de disposición final. Tanto las técnicas de tratamiento como los procedimientos de disposición final son conocidos y probados, y responden a los requerimientos establecidos por las autoridades locales de control.

Los residuos industriales y los resultantes de la residencia de los operarios son tratados de similar forma que aquellos de cualquier tipo de obra industrial o de construcción y en general se procesan in situ (caso de los cloacales) y el resto es trasladado a los centros de disposición públicos o privados autorizados.

Todas las actividades, y la de perforación en particular, cuentan con planes, equipamiento y personal entrenado para actuar en las emergencias y limitar sus efectos. Constituye una preocupación constante de las empresas contar con los recursos necesarios, junto con la generación y utilización de las mejores tecnologías para evitar tanto los derrames como el descontrol de los pozos.

Los sistemas de producción

Existen varios sistemas para extraer los hidrocarburos desde la profundidad hasta las instalaciones de almacenamiento. Independientemente de cuál se utilice, los principales aspectos para considerar son la prevención de eventuales derrames, sea en la boca de pozo, en líneas de conducción (ductos) o en los sistemas de almacenamiento; y la disposición del agua de producción.

Para la prevención de derrames debe considerarse que las instalaciones de producción se esparcen en zonas abiertas que pueden abarcar extensas superficies. El mantenimiento de las condiciones de operación seguras de cada



equipo de extracción o línea de conducción requiere contar con programas eficientes de control e integridad mecánica.

Además de los programas de mantenimiento, se dispone de planes de contingencias, como hemos mencionado, para dar respuestas a situaciones de emergencias por imprevistos. Para la ejecución de estos planes, se dispone de los recursos económicos, humanos y de equipamiento requeridos para estos casos.

Junto con los hidrocarburos, los yacimientos producen cantidades variables de agua generalmente de condiciones de salinidad que las hacen no aprovechables y que, por el contrario, de no ser dispuestas adecuadamente, pueden ser fuentes de contaminación. Si la explotación es terrestre, estas aguas producidas son reinyectadas en el subsuelo, ya sea para su disposición final o para incrementar la presión del yacimiento como tecnología de recuperación asistida. En explotaciones *offshore*, el agua producida puede ser tratada para eliminar los hidrocarburos a niveles tolerables y dispuesta en el mar, cuando no se utiliza para la recuperación secundaria de hidrocarburos.

El abandono de instalaciones

Todas las instalaciones tienen una vida útil; llegado el momento en que esta finaliza, las instalaciones de superficie se decomisan, luego se desgazan y se procede a clasificar lo recuperado, como chatarra o producto para ser reusado o reciclado. Bombas, cañerías, tanques, etc., pueden ser reutilizados muchas veces en otras instalaciones dependiendo del grado de uso que tengan o del estado en que se encuentren.

Para el caso de los pozos, que penetran en la profundidad del subsuelo, atravesando formaciones de sedimentos, el proceso es distinto. Las técnicas adecuadas aceptadas por la legislación para el abandono de pozos prevé el aislamiento de las capas que contienen hidrocarburos con respecto a los estratos superiores que podrían contar con acuíferos y otras capas. Se busca, entonces, reforzar las protecciones originales de aislamiento en esos sectores de manera de evitar que haya comunicación entre ellos a través de la cañería del pozo con los deterioros propios del paso del tiempo.

Los mecanismos de remediación

A título de ejemplificación, en este apartado detallamos algunos de los mecanismos para remediación que se utilizan. Por escapar al alcance de este trabajo no incluimos todas las técnicas ni todas las afectaciones posibles, sino solo las que más se utilizan y que son posibles en nuestro país.

Las principales afectaciones se pueden producir en los suelos y a ellas nos referiremos. Dejamos para obras más específicas el tratamiento de otras afectaciones, tales como las que podrían causarse sobre la atmósfera o las aguas, y para las cuales también existen técnicas de control o remediación apropiadas.

Revegetación

Durante la etapa de producción, la construcción de las locaciones, piletas y estructuras anexas implica el movimiento de suelo y la afectación de la vegetación.

Considerando que gran parte de la actividad hidrocarburífera en la Argentina se desarrolla en zonas de monte semidesértico, y en zonas de estepa patagónica, donde la capacidad de recuperación de los suelos y de la vegetación es limitada, este es un tema de suma relevancia para la industria.

El proceso de recuperación comienza desde una superficie que ha perdido su cubierta vegetal y que ha sufrido cambios en la estructura del suelo. Normalmente aparecerán una o dos especies que colonizan el nuevo escenario y van generando las condiciones para que, luego, otras especies puedan también crecer en el lugar.

Dos estrategias pueden definirse para encarar este tema: un enfoque a corto plazo, de acción inmediata, y un enfoque a largo plazo. En el enfoque a corto plazo, se considera la implantación directa de plantines de especies autóctonas, normalmente provistas por una institución o empresa dedicada a este tipo de servicios. En el enfoque a largo plazo, lo que se busca es la estimulación de las condiciones de revegetación para que el ecosistema se recomponga de manera natural. El principal método para lograr el comienzo de este proceso es la escarificación.

El proceso de escarificación al que son sometidas las locaciones para favorecer la revegetación implica el acondicionamiento del terreno de manera de respetar las correntías y líneas de drenaje superficial. El arado se realiza en forma perpendicular a la dirección del viento predominante para evitar que el suelo sea erosionado y para mantener la humedad en las canaletas.

La práctica consiste en dejar que el proceso de revegetación se produzca en forma natural.

Recuperación de suelos empetrolados

Se consideran suelos empetrolados a aquellos suelos naturales o de locación que hayan sufrido impactos por derrame, fuga o impregnación de hidrocarburos en cualquiera de sus formas. Las metodologías que se describen a continuación son las comúnmente utilizadas en la recuperación del suelo:

Métodos biológicos

Los métodos biológicos que se utilizan para el tratamiento de suelos con hidrocarburos se basan en la estimulación y selección de especies bacterianas autóctonas, nativas del suelo por tratar. Por lo general, los cultivos bacterianos se consiguen y se mantienen en *batch* y se aplican al suelo con una frecuencia que dependerá de la concentración de hidrocarburos, la actividad metabólica, y las condiciones ambientales de la zona donde se está llevando a cabo la remediación. En la mayoría de los casos, solo se adicionan al suelo los nutrientes necesarios para que se desarrollen las bacterias que este contiene naturalmente, así se acelera el proceso de degradación de los hidrocarburos.

a) Landfarming

Descripción: el *landfarming*, también conocido como *tratamiento en tierra*, es una tecnología de tratamiento en superficie que reduce la concentración de hidrocarburos en el sustrato mediante un proceso de biodegradación. Esta tecnología usualmente requiere una superficie sobre la cual se esparce el suelo en forma de una capa, la cual es laboreada para mantener condiciones



Figura 11. Vegetación afectada.



Figura 12. Vegetación en proceso de recuperación.

aeróbicas y así favorecer el crecimiento bacteriano. Se debe mantener la humedad y los niveles de nutrientes para estimular el proceso.

Requerimientos:

- **Caracterización:** los suelos que se tratarán deberán ser caracterizados para conocer la concentración de hidrocarburos. Se realizarán análisis cromatográficos para conocer la naturaleza de los hidrocarburos presentes (si son aromáticos, alifáticos y de cuántos carbonos son las cadenas). Este análisis será de utilidad para corroborar el avance de la remediación.
- **Espacio:** el *landfarming* requiere de una superficie adecuada para esparcir los suelos afectados. Esta superficie dependerá del volumen por tratar, considerando que, en general, se dispone una capa de aproximadamente 0,3 metros. La superficie donde se dispondrán los suelos afectados debe ser compactada para evitar posibles filtraciones que puedan impactar los terrenos inferiores o las aguas subterráneas. Los programas de control y monitoreo deben adecuarse a los hidrocarburos presentes y a las características de la zona.
- **Concentración y carga:** se debe tener en cuenta que en esta técnica, la carga de hidrocarburos por metro cuadrado es el principal índice de trabajo y que la concentración no debe superar lo tolerable por las bacterias.
- **El laboreo del área de tratamiento:** debe realizarse periódicamente, cuidando que el material quede expuesto al aire, pero que a la vez conserve su humedad.

Limitaciones: al tratarse de un proceso biológico, llevado a cabo en una extensión considerable de terrenos y en un espesor escaso, el proceso es fuertemente afectado por las condiciones climáticas. Por lo tanto, no será aplicable en lugares donde el suelo tienda a congelarse o donde la humedad y la baja temperatura limiten el crecimiento y la actividad bacteriana.

b) Biopilas

Descripción: el sistema de las biopilas se utiliza para reducir las concentraciones de hidrocarburos totales en suelos mediante un proceso de biodegradación.

La biopila se define como un proceso biológico controlado, donde los compuestos orgánicos son biodegradados y mineralizados. Consiste en formar pilas con el suelo y estimular la actividad microbiana, por medio de la aireación generada por los volteos y la adición de nutrientes y agua dulce. El incremento de la actividad microbiana es proporcional a la reducción de las concentraciones de hidrocarburos totales de petróleo (http).

La tecnología de biopilas es similar a la de *landfarming*, ya que ambas se realizan fuera del sitio, utilizan el oxígeno contenido en el aire y estimulan el crecimiento de bacterias aerobias, las cuales degradan los constituyentes del petróleo adsorbido por el suelo; pero la diferencia radica en la forma de suministrar el oxígeno. En las biopilas el aire puede ser inyectado a través de tubos perforados o ranurados que atraviesan la pila.

El hecho de distribuir los suelos en forma de pila, y no esparcidos como en el caso de *landfarming*, hace que este tipo de tratamiento sea más efectivo en climas fríos, dado que la temperatura en el interior de la pila se mantiene, lo que favorece la actividad microbiana.

Requerimientos: los mismos que para el *landfarming*.

Limitaciones: al igual que en el *landfarming*, la principal limitación está representada por los factores climáticos, pero fundamentalmente por la temperatura.

Métodos físicos

a) Adsorción por mezclado

Descripción: en el seno del suelo afectado ocurren varios procesos que hacen que los hidrocarburos queden retenidos en él. Los procesos son:

- **Absorción:** este fenómeno implica la íntima relación de las moléculas de hidrocarburo que ocupan las cavidades del suelo con las partículas de este.
- **Adsorción:** las moléculas interactúan con otras moléculas tanto orgánicas como inorgánicas y quedan unidas por fuerzas que se establecen a nivel atómico que, a su vez, son lo suficientemente fuertes como para dejar asociadas las moléculas de hidrocarburo a la matriz del suelo.

Las moléculas adsorbidas son difíciles de eliminar de la matriz del suelo con las técnicas de biorremediación. Debido a esto se utiliza el método de adsorción por mezclado del suelo afectado con material árido, tipo caliza, tosca, limos, mezclas con cenizas, los cuales tienen una gran capacidad adsorbente y absorbente. Los hidrocarburos quedan retenidos de tal manera que no se lixivian. Este atrapamiento de las moléculas de hidrocarburos en una matriz adsorbente o absorbente; se llama *encapsulado*.



Requerimientos:

- Se deberá conocer la concentración de hidrocarburos antes de comenzar el tratamiento. Esto definirá la cantidad y el tipo de material inerte para agregar a la mezcla.
- Deberán ensayarse distintas proporciones de suelo y de material árido, hasta lograr una mezcla que no lixivie hidrocarburos. Para comprobar esto deberá llevarse a cabo una prueba de lixiviación en un laboratorio habilitado.

Limitaciones:

- La técnica requiere que el material árido esté seco, lo más libre de humedad posible. Cuando hay humedad, el agua ocupa los sitios de absorción o adsorción y, por lo tanto, el hidrocarburo no puede ser encapsulado.
- No puede llevarse a cabo esta técnica con materiales que presenten nieve o hielo, ya que luego de mezclado, y cuando se derrita, el líquido podría generar la lixiviación de los compuestos atrapados.

b) Incineración

Es un proceso de oxidación térmica a alta temperatura, con emisión de energía en forma de calor, en el cual los residuos son convertidos, en presencia de oxígeno, en gases y cenizas.

Los gases antes de ser emitidos a la atmósfera son tratados para eliminar vapores ácidos, material particulado y otras sustancias contaminantes que pudieran contener. Generalmente, las cenizas son tratadas para poder ser utilizadas o se eliminan en relleno de seguridad.

El proceso es aplicable a residuos sólidos, líquidos y semisólidos y, fundamentalmente, a aquellos residuos que posean un poder calórico medio y alto, que contengan una matriz básicamente orgánica y no posean más del 60-70% de agua.

Tratamiento de fondos de tanques y petróleo pesado

Los sedimentos acumulados en los tanques son mezclas de hidrocarburos pesados, sólidos, arena, parafina y emulsiones que se precipitan en los recipientes de recepción, de tratamiento y almacenaje de petróleo y agua tales como separadores de gas y agua libre, tratadores, tanques y piletas.

Alternativas de tratamiento

- a) **Recuperación de hidrocarburos:** la primera consideración en el manejo de fondos de tanques debería ser maximizar la recuperación de hidrocarburos. Se deberá investigar la adición de cloro para disolver los hidrocarburos pesados e incorporados al petróleo de entrada a planta para su proceso.
- b) **Uso en caminos:** aquellos hidrocarburos pesados que no puedan ser reciclados en el lugar, pueden ser eliminados utilizándolos para la consolidación de caminos. Deberán ser mezclados con áridos o asfalto previo su aplicación directa, controlando que no se produzca lixiviación.
- c) **Incineración:** es una tecnología de excelentes resultados para la eliminación de fracciones pesadas de hidrocarburos. Podrá llevarse a cabo tanto en instalaciones propias como en tratadores autorizados, y deberá considerarse la posterior disposición de las cenizas o suelos concentrados en metales.

Las emulsiones que no pueden ser separadas por procesos en el sistema de tratamiento pueden ser reinyectadas cuando las características de reservorio lo permitan.

Disposición final-relleno de seguridad

Es un sistema destinado al almacenamiento permanente de residuos en forma controlada, con el fin de garantizar su contención segura. La construcción consiste en una excavación de unos cinco metros de profundidad, con fondo y taludes impermeabilizados.

Los materiales utilizados en la construcción deben garantizar la resistencia a los gradientes de presión dentro de las celdas, a la acción de los residuos depositados y lixiviados, a las acciones derivadas de las condiciones climáticas y a las condiciones de la instalación y operación del relleno.

El diseño debe prever que los residuos no migren fuera del relleno y su vida útil debe estar garantizada. La operación debe realizarse conforme a manuales específicos y contar con un plan de monitoreo durante las operaciones y poscierre.

Las empresas de E&P y su relación con la sociedad

La protección del medio ambiente y el respeto por el entorno social donde realizan sus operaciones, constituyen para la industria del petróleo y del gas elementos clave en la planificación de sus actividades. Las empresas de

E&P asignan a estos aspectos un peso cada vez mayor en sus decisiones estratégicas y los han incorporado como elementos de gestión integrados en todos sus proyectos.

La industria del petróleo y del gas es consciente de su papel protagónico en la conservación del medio ambiente y, en consecuencia, adoptó un rol proactivo para garantizar acciones de prevención y mitigación de potenciales impactos sobre los diferentes ecosistemas donde opera.

Las distintas compañías han implementado políticas corporativas y procedimientos operativos que promueven la conservación del medio natural. La aplicación de estas políticas y procedimientos requiere el conocimiento profundo de todas las variables ambientales de la zona donde desarrollan sus actividades y, de ese modo, poder valorar con mayor precisión los desafíos ambientales que estas suponen.

Es en este sentido que la elaboración de los estudios ambientales y sociales, antes del inicio de una operación, constituye una herramienta fundamental para el diseño y gerenciamiento de las actividades; en particular, en aquellas zonas de interés que se superpongan con áreas protegidas por ser ricas en su biodiversidad.

De esta manera, ya no solo se evalúan los impactos que quedan circunscritos dentro del área del proyecto, sino también aquellos que la exceden. Estos impactos, llamados *secundarios*, están asociados a las actividades del proyecto y, generalmente, su duración es mayor que la del proyecto.

Estas políticas de protección ambiental le han permitido a la industria:

- Asegurar que las operaciones de E&P se lleven a cabo contemplando principios básicos de responsabilidad social y políticas de desarrollo sustentable considerando para esto sus dimensiones económica, social y ambiental.
- Facilitar la interacción con los actores de las zonas donde desarrollan sus operaciones y obtener la licencia social de las partes interesadas.
- Incorporar indicadores de desempeño ambiental y social en los diferentes estamentos de las compañías.

Durante los últimos veinte años, la industria de E&P fue cambiando la perspectiva y aceptó el desafío de crear valor por medio del trabajo sistemático con sus grupos de interés:

- Empleados.
- Clientes.
- Cadena de valor.
- Medios de comunicación.
- Organizaciones no gubernamentales.
- Vecinos y comunidad en general.

Este desafío consistió en trabajar sobre:

- Ética y transparencia en la conducción.
- Creación de valor.
- Eficiencia en la utilización de recursos naturales o ecoeficiencia.
- Minimización de los impactos ambientales.
- Contribución social.

En nuestros días, la existencia de una relación abierta al diálogo con los grupos de interés es una necesidad imprescindible para todas las partes.

La industria se ha enriquecido al pasar del pasado concepto meramente filantrópico de la responsabilidad social empresarial (RSE), focalizado en acciones de tipo comunitario y asistencial que predominó desde principios del siglo xx hasta unos 15 años atrás; a un concepto integral de la RSE que abarca el trabajo con la totalidad de los grupos de interés y se funda en un compromiso de las empresas que supera la exigencia del marco legal, ya que profundiza el respeto por el medio ambiente, el respeto por los valores culturales del propio personal y de las comunidades donde se realizan las operaciones, contribuye al desarrollo y se compromete con la aplicación de valores éticos en el desarrollo de su actividad.

La dimensión social junto con la dimensión ambiental y la dimensión económica se han convertido en pilares básicos para el desarrollo sostenible, al que la industria adhiere.

Un equilibrado programa de relaciones con la comunidad provee las bases para consolidar una “política de buena vecindad”, ayuda a las empresas a promover el desarrollo sostenible y la colaboración con los distintos Gobiernos en la satisfacción de las necesidades locales en las áreas donde operan.

Los programas de relaciones con la comunidad fortalecen la interacción entre los distintos grupos de interés y la industria y contribuyen a crear y sostener canales de diálogo que enriquecen el intercambio industria/comunidad.

En este marco, la industria del petróleo y del gas ha avanzado en una relación de mutuo respeto con las comunidades, en camino a la construcción de nuevos nexos y el fortalecimiento de las bases existentes mediante la adopción de acciones concretas que benefician a las comunidades donde se llevan a cabo las operaciones. Esto se da sobre todo en aquellos países o lugares donde la comunidad se encuentra seriamente desfavorecida y la única presencia en la zona es la de la empresa de E&P.

El desafío hacia el futuro es desarrollar en las comunidades actividades sustentables más allá del horizonte de producción de la industria.

Glosario técnico

Accidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables; suele asociarse a eventos con consecuencias de cierta magnitud o bien que involucran a personas. También cuando en apariencia resultarían inevitables.

Accidente CDP: con días perdidos. Cuando el empleado no hubiera podido trabajar el turno subsiguiente al que sufrió la lesión o enfermedad, independientemente de su cronograma de trabajo.

Accidente de trabajo: todo acontecimiento súbito y violento ocurrido por el hecho o en ocasión del trabajo, o en el trayecto entre el domicilio del trabajador y el lugar de trabajo, siempre y cuando el damnificado no hubiere interrumpido o alterado dicho trayecto por causas ajenas al trabajo.

Ácido sulfhídrico, (H₂S): ocurre en forma natural en el petróleo crudo, gas natural, gases volcánicos y termas. También puede originarse de la

descomposición de materia orgánica y como producto de desechos humanos y animales. Bajo condiciones normales, es un gas incoloro inflamable. Huele a huevos podridos. Se puede oler a bajos niveles. Según la Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo N° 19.587, se recomienda un nivel de exposición máxima de 8 horas, sin el equipo de respiración, 10 ppm.

AST: análisis de seguridad laboral.

ATS: análisis de trabajo seguro.

BBS: forma simplificada de nombrar los sistemas de prevención de accidentes basados en el comportamiento, derivados de sus siglas en inglés (*Behavioral Based Systems*).

Casi accidente: evento que no causó ningún tipo de pérdida, pero que en circunstancias ligeramente distintas (con existencia de otros factores o causas contribuyentes) hubiera derivado en un incidente.

Causa básica (de un accidente): factor o factores sin los cuales el incidente no se hubiera desarrollado y que son los que realmente debieran corregirse para evitar la recurrencia.

EIA: Estudio de Impacto Ambiental.

Enfermedad profesional u ocupacional: es una condición o desorden de la salud que no es producto de un solo evento, causado por exposición a factores ambientales asociados con el trabajo.

Factores humanos: son aquellos que se derivan de los comportamientos inadecuados que realizan las personas en el puesto de trabajo. Estos comportamientos responden a problemáticas de tipo personal (alcoholismo, depresión, ansiedad, etc.) y social (baja integración en el equipo de trabajo, mala política de ascensos, etc.) que provocan las conductas y actitudes adecuadas para la aparición de los accidentes. Por ejemplo: negligencia, incumplimiento de las normas de seguridad, etcétera.

Factores técnicos: son aquellos que se derivan de deficiencias de funcionamiento o ausencias significativas en las instalaciones, maquinarias, herramientas, etc. Entre los que se pueden mencionar: falta de protección personal, protecciones inadecuadas de las máquinas y herramientas, prendas de trabajo inapropiadas, deficiencias en las instalaciones, etcétera.

Fatalidad: muerte de una persona como consecuencia de lesiones o enfermedades relacionadas con el trabajo.

Frecuencia: índice que relaciona el número de eventos con la exposición al riesgo; por ejemplo: número de accidentes por millón de horas trabajadas.

Higiene industrial: (OMS) es la ciencia de la anticipación, la identificación, la evaluación y el control de los riesgos que se originan en el lugar de trabajo o con relación a él y que pueden poner en peligro la salud y el bienestar de los trabajadores, teniendo también en cuenta su posible repercusión en las comunidades vecinas y en el medio ambiente en general.

Incidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables, pudiendo afectar a las personas, el medio



ambiente, las instalaciones, la calidad de los productos, aspectos económicos o financieros, la imagen, la relación con la comunidad, etcétera.

Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo: Nº 19.587, promulgada en el BO del 28/4/72; reglamentada por el Decreto Nacional Nº 351, BO del 22/05/79, modificado por el Dec. Nº 295 BO del 10/11/2003.

Pérdida: denominación genérica de las lesiones o costos económicos debido a incidentes.

Pirámide de seguridad: también llamada *témpano de los accidentes*, es la representación gráfica semicuantitativa y conceptual de las relaciones entre la gravedad de los incidentes, casi accidentes y causas y la frecuencia estadística de la ocurrencia.

Primeros auxilios: tratamientos menores y posterior observación del accidentado que no requiere cuidados médicos o prescripción de medicamentos.

Riesgo: es la probabilidad de que suceda algo, ante la ausencia de una medida de control apropiada.

RSE: Responsabilidad Social Empresaria.

Salud ocupacional: (OMS) la salud ocupacional es una actividad multidisciplinaria dirigida a promover y proteger la salud de los trabajadores mediante la prevención y el control de enfermedades y accidentes y la eliminación de los factores y condiciones que ponen en peligro la salud y la seguridad en el trabajo.

Seguridad industrial: es un área multidisciplinaria que se encarga de minimizar los riesgos en la industria. Parte del supuesto de que toda actividad industrial tiene peligros inherentes que necesitan de una correcta gestión.

Severidad: también llamada *gravedad*, es la consecuencia derivada de un incidente tanto personal como de proceso. Puede afectar a las personas, al medio ambiente, a las instalaciones, a la calidad de los productos, a aspectos económicos o financieros, a la imagen, a la relación con la comunidad, etcétera.

Tarea restringida: incidente relacionado con el trabajo que afectó a una persona, cuya gravedad no le impide que regrese al trabajo al día siguiente, pero que no permite que pueda desarrollar la totalidad de sus tareas.

Tratamiento médico: lesiones o enfermedades menores relacionadas con el trabajo que no impiden el normal desarrollo de las tareas del trabajador, pero requieren de un tratamiento superior al de los primeros auxilios.

► CAPÍTULO - 06

Aspectos legales de la exploración y producción de hidrocarburos en la República Argentina

Eduardo Zapata

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos



06 | Aspectos legales de la exploración y producción de hidrocarburos en la República Argentina

Antecedentes internacionales en materia de regulación de la propiedad originaria de los hidrocarburos

Los ingentes recursos económicos involucrados en las operaciones propias de esta industria y los cambios producidos en las corrientes del comercio internacional de los hidrocarburos reafirman su carácter estratégico como insumo actual indispensable para la economía general.

Además, el tiempo necesario para la consolidación de fuentes energéticas alternativas, posibles sustitutivas del consumo de hidrocarburos, permite avizorar su predominio central y duradero –todavía por un largo tiempo– como fuente energética indispensable para el desarrollo de la actividad económica internacional.

Breve descripción de los principales sistemas dominiales existentes en el contexto internacional

Entre los autores que han tratado este tema, existe una coincidencia generalizada en señalar que, en el concierto de las naciones que poseen en su territorio reservas de hidrocarburos, se pueden distinguir, fundamentalmente, dos sistemas dominiales que posibilitan adjudicar la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. Ellos son:

- a) El derecho de dominio por accesión.
- b) El sistema del dominio estatal originario, soberano o real.

Sin perjuicio de ello, existen distintos regímenes legales que adoptan estos principios y estructuran la industria conforme a ellos, pero con una tendencia pragmática que combina varias modalidades de cada uno de los sistemas enunciados.

Ello posibilita, entonces, sostener la existencia de un tercer sistema normativo que podemos calificar como:

- c) Sistema mixto.

a) El derecho de dominio por accesión

Se trata de un régimen jurídico propio del derecho anglosajón o del Common Law, adoptado por los países que regulan sus instituciones con las normas provenientes de ese ordenamiento jurídico (por ejemplo: Gran Bretaña y algunos estados de los Estados Unidos y de Canadá).

Conforme a principios de este sistema dominial, la propiedad de una superficie de terreno comprende la propiedad del suelo y también la propiedad plena del subsuelo y, como consecuencia de ello, la de todas las sustancias allí contenidas.

La justificación de este régimen dominial encuentra su fundamento en la doctrina internacional que sostiene que el derecho de propiedad sobre una superficie de terreno es un derecho natural, absoluto y anterior a la potestad estatal de su regulación.

Ya el derecho romano enunciaba este principio de manera absoluta y contundente al decir “*Cujus est soli, ejus est, usque ad coelum et ad inferos*”. (A quien le corresponde la propiedad del suelo, le corresponde la propiedad de todo lo existente sobre la superficie y sin límites hasta el cielo –lo más alto– y todo lo existente bajo la superficie y sin límites hasta lo más profundo –hasta los infiernos–).

Es decir, el derecho de propiedad, en esta concepción legal, es absoluto y total, comprendiendo toda la altura y toda la profundidad sobre la que se proyecten perpendicularmente los límites del terreno.

Relativizando esta concepción extrema en materia de derechos naturales absolutos, la doctrina francesa, en especial, sostiene que los principios antes enunciados no son más que la consecuencia de las disposiciones de la ley positiva respetuosa de los derechos individuales y favorables al derecho de propiedad y a su extensión, y no necesariamente la aplicación de un principio de derecho natural absoluto.

En la actualidad, este derecho de dominio por accesión es aplicado fundamentalmente en los Estados Unidos, en especial en algunos de sus estados con tradicional actividad de producción hidrocarburífera.

Así, la vigencia de este principio permitió que las sustancias del subsuelo, de propiedad de los individuos dueños de los fundos superficiales y no del Estado, fueran aprovechadas por aquellos.

Ello alentó la inversión, la toma de riesgo y la incorporación constante de innovaciones tecnológicas por particulares que decidieron arriesgar la inversión de sus recursos monetarios en procura del rédito proveniente de la explotación de esas sustancias.

La actividad petrolera, entonces, se extendió con rapidez a lo largo del país y aportó prosperidad a zonas hasta ese momento más inhóspitas y desérticas.

Por otra parte, la posibilidad de descubrir hidrocarburos alentó también el accionar exploratorio de muchos propietarios rurales e inversores independientes.

A todo este cúmulo de actividad, generalmente privada y sin otro estímulo que el deseo de incrementar sus utilidades, se debe el descubrimiento de gran parte de los yacimientos de hidrocarburos, *on* y *offshore*, de los Estados Unidos.

Por lo tanto, hacia fines del siglo XIX, la actividad petrolera en ese país se transformó en una fuente insospechada e inesperada de beneficios que derramó esas consecuencias sobre muchas regiones menos favorecidas para los cultivos tradicionales.

Así, un número importante de pequeños propietarios de zonas de baja productividad agropecuaria cambiaron su suerte con el hallazgo de petróleo y gas en sus territorios, ello con el acelerado reacomodamiento de los precios de las propiedades rurales.

b) El sistema del dominio estatal originario, soberano o real

Este sistema establece que el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos pertenece al Estado soberano o a la Corona del Reino respectivo donde ellos se encuentren.



Para esta categoría de minerales el régimen jurídico dominial establece que, originariamente, *los yacimientos pertenecen exclusivamente al Estado* según el territorio donde se encuentren y respecto de los *cuales el terreno superficial es un accesorio*.

Como consecuencia de ello, el dominio de los yacimientos petroleros pertenece al Estado nacional o provincial según su lugar de yacencia.

Es necesario mencionar que el origen de estas disposiciones tiene una raigambre en el sistema económico feudal, en el cual el titular del Poder Feudal (hoy el Estado soberano “heredero” de ese poder) poseía en propiedad la totalidad de las tierras y de las sustancias contenidas dentro de los límites de su pertenencia.

Los regímenes jurídicos provenientes de este sistema han facilitado las intervenciones de los Estados que, invocando el ejercicio de un derecho soberano, han justificado medidas de regulación de la industria que, en determinados casos, han conducido al proceso final de la monopolización o estatización de algunos o todos los sectores de la industria.

Es el caso de muchos países latinoamericanos donde este proceso se ha desarrollado con asiduidad, incluido el caso argentino.

En el ejercicio de ese poder omnímodo, el Estado, titular del dominio, dispone el régimen de usufructo de su explotación por empresas privadas o públicas a través de contratos que poseen diferentes formas jurídicas, como ser:

- Acuerdos de producción compartida.
- Contratos de riesgo compartido.
- Sociedades u otras formas asociativas (Unión Transitoria de Empresas, por ejemplo).
- Contratos de locación de obras y servicios.
- Contratos de exploración y explotación.
- Contratos de concesión y contratos de licencia.

c) Una breve referencia a los denominados sistemas mixtos

Los expositores internacionales afirman que en numerosos países, los sistemas dominiales y regulatorios establecidos por la legislación respectiva resultan de combinaciones que concilian principios provenientes de ambos regímenes típicos a los que hemos hecho referencia.

De esa manera es usual que el Estado fije –legislativa o reglamentariamente– las condiciones para el ejercicio del derecho minero. Para ello dispone de una facultad discrecional por la que reglamenta detalladamente los trámites y condiciones para la elección de los titulares del derecho de exploración, con lo que garantiza su exclusividad, a quienes resulten seleccionados, durante el período de explotación y por un plazo determinado.

En la práctica, la aplicación de estos principios condujo a la formalización de dos sistemas de ejercicio del derecho soberano de los Estados.

Conforme uno de ellos, la legislación y su reglamentación fijan las modalidades del ejercicio de los derechos elaborando un marco de referencia normativo a través del cual se limita a un mínimo las cláusulas y condiciones que podían ser negociadas entre el Estado y el futuro titular de los derechos mineros.

Es, en particular, el caso de lo que ocurre en muchos países americanos, europeos y de la Commonwealth.

Como otra experiencia concreta, se puede apreciar un sistema distinto. En ausencia de una legislación propia para los hidrocarburos o en aquellos casos en

los que existe solo una ley marco general, que fija grandes líneas de conducción o la mera designación de objetivos para la industria de los hidrocarburos, el Estado se reserva el derecho de fijar la mayor parte de las condiciones de ejecución de las operaciones de exploración y explotación de las sustancias mineras.

Luego propone negociaciones particulares con los futuros titulares de los derechos, lo que muchas veces implica acuerdos que reglamentan o condicionan la aplicación de disposiciones legales generales relativas al derecho minero.

En todos estos casos existe un común denominador relativo a las potestades públicas estatales: el Estado soberano afirma el principio de propiedad sobre las sustancias existentes en el subsuelo y fija las modalidades para su explotación por cualquiera de las formas jurídicas seleccionadas.

Por ejemplo, concesiones de explotación, contratos de licencia, contratos de producción compartida, contratos de locación de obras o servicios, etcétera.

De esa manera queda reflejada la condición pragmática en que se desenvuelven en la actualidad las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en el mundo.



Introducción al caso argentino

La primera y más importante conclusión a la que se arriba luego de un análisis de este sector de nuestra economía, es que el uso de los recursos hidrocarburíferos hallados en territorio argentino ha generado abundantes beneficios para nuestra sociedad, durante este período de más de 100 años que estamos considerando.

Su disponibilidad –en cantidades y costos razonables– ha contribuido decisivamente al desarrollo de la economía nacional, de sus industrias y al bienestar y confort de la vida de sus habitantes.

Por ello, resulta equitativo formular una reflexión objetiva que comprenda el período transcurrido desde su primer descubrimiento oficial en 1907 hasta el presente.

De esa manera se podrá apreciar debidamente la importancia estratégica de los recursos hidrocarburíferos y valorar adecuadamente los beneficios de su disponibilidad, explotación e industrialización en el país.

Este uso ha sido posible por la existencia de recursos suficientes y económicos al alcance de la generalidad de los habitantes del suelo argentino y ha conformado un extendido modelo productivo y de consumo que implicó, entre otros, los siguientes beneficios destacables para la comunidad nacional:

- Incorporación a la vida social del valor agregado generado por la existencia, libre disponibilidad y el uso de un recurso básico de la economía nacional.
- Modificación de la estructura productiva con impacto en la generación de valor y en el incremento de la capacidad exportable de las ramas industriales centrales de la economía nacional. Ellas han crecido con la utilización de los hidrocarburos como su principal fuente energética o de provisión de materia prima y también los han utilizado para generar otro insumo indispensable: la electricidad. Podemos mencionar en ese sentido las industrias siderúrgicas, petroquímicas, químicas, mineras, metalúrgicas, metalmecánicas, del transporte, agroalimentarias, etcétera.



- Creación de activos físicos y obras de infraestructura doméstica e industrial, así como de integración energética zonal y regional.
- Exportaciones de hidrocarburos y derivados con generación auténtica de divisas y de recursos fiscales decisivos para equilibrar la balanza comercial y las cuentas públicas del país. Asimismo, interesa destacar la importantísima contribución a los fondos públicos nacionales y provinciales por recursos fiscales provenientes del régimen tributario de las regalías, cánones, y otros tributos nacionales, provinciales y municipales que gravan estas actividades.
- Creación de innumerables y genuinas fuentes de trabajo por requerimientos directos e indirectos de esta industria, así como el establecimiento de auténticos polos de desarrollo en el interior del país, en especial en zonas aisladas y desérticas del territorio nacional. Podemos mencionar, adicionalmente, la creación de empresas y cooperativas de servicios de apoyo a las actividades de las empresas petroleras, tales como unidades de mantenimiento, talleres, plantas de montaje, flotas de transporte de materiales, proveedoras de insumos, equipos, herramientas, personal, servicios de gamela, etcétera.
- Al respecto, es necesario mencionar como un activo que beneficia a la comunidad nacional el importante desarrollo alcanzado en el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias del país, que ha permitido el aporte de los recursos de este sector.

Adicionalmente, y en vista de la satisfacción de las necesidades energéticas futuras del país, corresponde valorar adecuadamente un aspecto que se encuentra aún en etapa de consolidación integral de conocimientos.

La República Argentina puede ser calificada, en el presente, como un país cuyos recursos hidrocarburíferos permiten alentadoras expectativas, aunque todavía necesita una investigación y definición más claras en lo que respecta a los denominados hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

La posible explotación de estos recursos hidrocarburíferos recibió recientemente numerosas opiniones positivas que aún se hallan pendientes de evaluación definitiva para poder definirlos como reservas probadas (*tight sands, shale gas, shale oils, etc.*) y así analizar las reales posibilidades de su explotación.

Las políticas públicas y el régimen normativo, entonces, deberían contribuir a la superación de esos actuales límites de conocimiento para lograr una información amplia sobre las reservas genuinas del país.

Ello contribuirá a consolidar su disponibilidad en el largo plazo y con ello el desarrollo y bienestar de las actuales y futuras generaciones de argentinos.

La principal estructura normativa a analizar se vincula con el mencionado régimen dominial de los hidrocarburos –denominado *regalista* o *perteneciente a la soberanía del Estado*– y su estrecha relación con los aspectos de su gestión y los que rigen la generación, distribución y reparto de la renta petrolera.

Esta consideración preliminar ha condicionado la organización del sector y el dictado de las regulaciones legales que lo han estructurado institucionalmente.

Acciones institucionales y principios legales que estructuraron el desarrollo inicial de la industria de los hidrocarburos en la República Argentina. Resumen de las principales disposiciones.

Si bien existen numerosos antecedentes de explotación de hidrocarburos por parte de empresas privadas anteriores al descubrimiento oficial de 1907, fue

el Estado nacional quien asumió a partir de esa fecha un rol importante en el descubrimiento y explotación de los recursos hidrocarburíferos, con su propia organización estatal y en territorio todavía perteneciente a la jurisdicción nacional, pendiente el proceso de provincialización de los territorios nacionales.

Ello ha consolidado el sentimiento mayoritario en la comunidad nacional para quien todo lo relacionado con los hidrocarburos pertenece, por origen, por regulación y por su trascendencia como fuente energética decisiva, al ámbito de la soberanía del Estado nacional.

Esta conclusión ha fundado el reclamo de los sucesivos gobiernos, respecto de la facultad estatal exclusiva para regular integralmente el desarrollo de esta industria.

La incorporación de los hidrocarburos al Código de Minería de la Nación

Conforme este Código, los hidrocarburos son calificados como mineral de primera categoría y, como tal, se encuentran comprendidos en el marco general de la legislación minera nacional.

El dictado de esa legislación minera es competencia del Congreso nacional, de acuerdo al art. 75, inc. 12 de la Constitución nacional que atribuye a ese órgano del poder estatal, en forma exclusiva, la facultad de dictar el Código de Minería –en un solo cuerpo normativo o en leyes separadas– y también toda la legislación sustantiva reguladora de esta materia. La correspondiente a los hidrocarburos incluida.

Los hidrocarburos son definidos como mineral que el Código de Minería clasifica entre los denominados de *primera categoría* (combustibles y aceites minerales) junto con el oro, plata, platino, cobre, hierro, plomo, etcétera, (art. 3).

Para esta categoría de minerales, el régimen jurídico dominial establece que, originariamente, los lugares de yacencia (yacimientos) pertenecen exclusivamente al Estado según el territorio donde se encuentren y respecto de los cuales el terreno superficial es un accesorio (Art. 2). (Sistema Regalista o del dominio soberano del Estado).

En el caso argentino, las instituciones heredadas de España determinaron primero que el subsuelo fuera propiedad del Rey y luego, del dominio soberano de la Nación.

La continuidad institucional no fue alterada por la Revolución de Mayo de 1810 ni por la Declaración de la Independencia en 1816; simplemente, lo que pertenecía al Rey pasó a ser de la Nación.

Asimismo, la Constitución nacional del año 1853 habilitó al Congreso de la Nación para reglamentar los derechos de los ciudadanos y el dictado de los Códigos de fondo –entre ellos el Código de Minería de la Nación.

En consecuencia, el Código Civil Argentino y el Código de Minería de 1886 reconocieron la propiedad pública del subsuelo, y la forma de participación privada en la actividad minera quedó limitada a la forma de concesión minera.

Por ello, el sistema regalista original del Código de Minería de la Nación de 1887 (Ley N° 1919) preveía que –en su origen– el dominio de los yacimientos mineros pertenecía al Estado nacional o provincial según su lugar de yacencia, pero con la obligación de entregar las minas en concesión para su explotación a empresas privadas y con prohibición de explotación estatal.

Cualquier interesado en desarrollar minería podía solicitar una orden de cateo, y efectuado un descubrimiento, solicitar una concesión de explotación

minera, cuyas características principales son: imprescriptibilidad, transmisibilidad por acto entre vivos o herencia, pago de canon al Estado; y en caso de materializarse la extracción de los minerales (hidrocarburos en el caso que nos ocupa) el pago de regalías conforme su volumen de producción.

Para la época de la sanción del Código de Minería de la Nación (1887), el petróleo carecía de especial significación económica, por lo cual los procedimientos para su adquisición, su explotación y las obligaciones consiguientes eran los mismos que para los demás minerales de la primera categoría.

Pero la legislación sobre ciertos minerales y sus yacimientos fue cambiando a fines del siglo XIX hacia lo que denominamos *sistema dominial mixto*.

Este sistema no solo reconoció el dominio estatal originario, sino que otorgó también a los Estados un derecho de propiedad pleno sobre los yacimientos petrolíferos existentes en su territorio, posibilitó su explotación estatal y el dominio de los productos extraídos, y suprimió la prohibición de explotarlos que establecía originariamente el Código de Minería de la Nación.

La consecuencia principal de la incorporación de los hidrocarburos a la regulación del Código de Minería es la afirmación definitiva de la propiedad pública del subsuelo, y de allí se derivan otras regulaciones de menor jerarquía, pero con importantes consecuencias económicas.

La propiedad pública del subsuelo se deriva del principio regalista, y la previsión del otorgamiento del derecho a la explotación de las sustancias minerales por concesión legal ha generado las regulaciones indispensables para concretarlo (plazos, límites físicos, objetivos mineros, comerciales, sociales y ambientales, relaciones con los superficiarios, régimen de servidumbres, permisos de cateo y de exploración, plazos, obligaciones vinculadas a trabajos e inversiones mínimas, etcétera).

Estas regulaciones de las condiciones necesarias para otorgar una concesión son consecuencia directa del principio de la propiedad pública del subsuelo. No se trata de una falencia técnica del Código, sino que la regulación, naturalmente, es exigida por la condición de uso de la propiedad pública.

Sin propiedad pública no habría necesidad de regular su adjudicación ni los contratos entre partes, ni las relaciones con los superficiarios.

Todo este panorama fue profundamente afectado por un hecho decisivo en el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en el país: el descubrimiento oficial del petróleo el 13 de diciembre de 1907.

El 13 de diciembre de 1907 en la ciudad de Comodoro Rivadavia, en ese momento territorio nacional del Chubut, se descubren, accidentalmente, las primeras manifestaciones de importantes acumulaciones de hidrocarburos.

Allí comenzó el desarrollo masivo de esta industria en la República Argentina.

Vigente en ese momento el Código de Minería, los hidrocarburos allí descubiertos –Comodoro Rivadavia todavía era territorio de jurisdicción nacional– pertenecían al Estado nacional por el lugar donde se descubrieron.

Este descubrimiento condujo a las autoridades nacionales a revalorizar la contribución de los hidrocarburos a la economía nacional y, entonces, comenzar con el dictado de las primeras regulaciones que consolidarían la decisión estatal de regular integralmente esa nueva industria y su producción.

Por ello, y al margen de la regulación formal dispuesta en el Código de Minería de la Nación, que preveía un sistema de explotación distinto al adop-



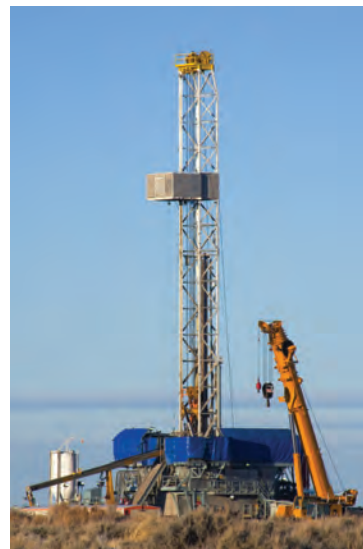
tado, se organizó un sistema de explotación petrolera incipiente con un claro predominio estatal.

Ello ocurrió durante la vigencia de una disposición legal básica del Código de Minería de la Nación que establecía que al Estado nacional le estaba prohibido la explotación de minas de primera categoría. En este caso la prohibición comprendía los yacimientos de hidrocarburos.

Para llevar adelante estas nuevas políticas, el Estado nacional utilizó a esos fines la legislación nacional dictada por el Congreso nacional.

Merecen destacarse por su importancia:

- Ley de Tierras Públicas N° 4167.
- Decreto de Reserva del 14 de diciembre de 1907.
- Ley N° 7059, aprobada el 6 de septiembre de 1910.
- Decreto del 20 de septiembre de 1910.
- Decreto del 9 de mayo de 1913.
- Decreto del 30 de octubre de 1914.
- Ley N° 9664 (17 de septiembre de 1915).
- Decretos provinciales que establecieron reservas a favor del Estado nacional.



Descubrimiento petrolero en Comodoro Rivadavia y los sucesivos decretos de reserva que lo procedieron

El descubrimiento casual de hidrocarburos en 1907 en el territorio del Chubut, como consecuencia de la actividad de una comisión perforadora en busca de agua potable en la zona de Comodoro Rivadavia, tuvo una consecuencia feliz para toda la región y marcó el comienzo de una etapa decisiva en la historia petrolera de nuestro país.

A principios del siglo xx, el suministro de agua en la zona de Comodoro Rivadavia –todavía territorio nacional– constituía el principal problema de la población en aquellos tiempos.

El agua era la sustancia natural más codiciada y se vendía a precios considerables.

Carl Solberg –historiador– dijo:

El agua era extremadamente escasa y debía ser transportada a Comodoro Rivadavia donde se vendía a buen precio. La fuente más cercana, insegura y contaminada, se hallaba a 15 kilómetros del pueblo, pero la principal fuente de aprovisionamiento se hallaba a 50 kilómetros tierra adentro, en un oasis conocido como Estancia Behr.

Por ese motivo, la población de Comodoro Rivadavia le solicitó al Gobierno un equipamiento y expertos que buscaran el agua.

Como consecuencia de ello, la división Minas, Geología e Hidrología del Ministerio de Agricultura envió un equipo de perforación con el fin de buscar otras fuentes de agua en lugares cercanos a Comodoro Rivadavia.

La búsqueda había comenzado en marzo de 1907. Después de varios meses, el 13 de diciembre de ese año, en una perforación que ya había alcanzado los 535 metros, surgió inesperadamente el petróleo.

Los descubridores, José Fuchs y Humberto Beghin, no tardaron en comunicar telegráficamente el hecho a Buenos Aires.

Conocido este suceso, el Poder Ejecutivo de la Nación –a cargo del Dr. José Figueroa Alcorta– fundándose en el art. 15 de la denominada Ley de

Tierras Nº 4167, dictó un decreto de reserva con fecha 14 de diciembre de 1907, el día siguiente al descubrimiento en el Chubut.

Este decreto dispuso la prohibición de denuncia de nuevas pertenencias mineras y concesión de permisos de cateo en el puerto de Comodoro Rivadavia, territorio nacional del Chubut, en un radio de cinco leguas a la redonda del pozo descubridor, medidas desde el centro de la población de Comodoro Rivadavia.

La sanción de este Decreto contravenía –conforme las primeras interpretaciones– lo dispuesto en el art. 9 del Código de Minería de la Nación que prohibía al Estado nacional explotar minas de cualquier naturaleza. Y el Decreto preveía en plenitud una condición directamente relacionada con la explotación minera.

El art. 15 de la Ley de Tierras Nº 4167, invocado por el Poder Ejecutivo de la Nación para justificar el Decreto de reserva del 14 de diciembre de 1907, establecía:

Las islas no podrán ser enajenadas, pero el Poder Ejecutivo podrá concederlas en arrendamiento. No podrán tampoco ser enajenadas las tierras que contengan depósitos conocidos de sal, minerales, hulla, petróleo o fuentes de aguas minerales, salvo las disposiciones del Código de Minería. El Poder Ejecutivo podrá prohibir la denuncia de minas en los territorios que explore.

Este decreto, que aparece dictado en violación de las previsiones del Código de Minería, tenía dos propósitos centrales:

- 1) Impedir la especulación con la solicitud de nuevas pertenencias por parte de los particulares y de las compañías en torno a reservas sorprendentemente descubiertas.
- 2) Dar tiempo al Estado nacional para estudiar el régimen legal a que se sujetaría la explotación de los yacimientos petrolíferos descubiertos.

Mucho se ha dicho sobre que las zonas de reservas fiscales eran ilegales, ello con diferentes argumentos derivados de la redacción del artículo antes mencionado.

Es indudable que el decreto de Figueroa Alcorta, al día siguiente del descubrimiento en Comodoro Rivadavia, marcó un hito en la historia de la legislación minera argentina.

El Código de Minería de la Nación establecía que los yacimientos petrolíferos estaban sujetos al régimen de petición de derechos de concesión que pudiera realizar cualquier habitante de la Nación, sin que el Estado pudiera negarse a su adjudicación. Tampoco el Código de Minería confería al Estado la facultad de establecer reservas.

El art. 9 de ese cuerpo jurídico establecía: “El Estado no puede explotar ni disponer de las minas, sino en los casos expresados en la presente ley” (Cód. de Minería, Ley Nº 1919).

Esta prohibición a la explotación oficial era el freno más importante que el Código establecía a los intentos de desarrollar empresas públicas para actividades mineras.

Sin embargo, la Corte Suprema de Justicia de la Nación aceptó la legalidad de la Ley de Tierras sosteniendo que ella contiene disposiciones generales de fomento económico que habilita al Poder Ejecutivo a resolver cuestiones atinentes al uso de las tierras, sean o no tierras fiscales, superando de esa manera la aplicación del art. 9 del Código de Minería de la Nación.

Creación y desarrollo de la futura YPF

Avanzando en el propósito de una decisiva intervención en la exploración y explotación de los hidrocarburos en el país después del descubrimiento petrolero de Comodoro Rivadavia en diciembre de 1907, el Estado nacional fue conformando lo que sería luego la primera empresa pública e hidrocarburo-rífera de Occidente.

Luego de una corta evolución estructural, se la denominó Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y a favor de ella se fueron reservando, para su exploración y explotación, las principales cuencas sedimentarias del país, tanto en territorios nacionales como provinciales.

Para ello se dictaron numerosas disposiciones de diferente rango jerárquico, entre las que merece destacarse el Decreto del 3 de junio de 1922: creación de la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y los sucesivos convenios exclusivos de regalías entre las provincias y la dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales para la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos ubicados en territorio provincial, pero cedidos a YPF para su explotación.

Intervención de los organismos nacionales administrativos y legislativos para regular integralmente la industria de los hidrocarburos

A partir del descubrimiento de 1907, el petróleo comenzó a adquirir trascendencia económica, política y estratégica, lo que determinó al Gobierno a darle un tratamiento legislativo de excepción. En 1935 se sancionó, en el Congreso nacional, una normativa orgánica con la Ley N° 12.161 que incorpora al Código de Minería el Título XVII denominado “Del régimen legal de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos” (arts. 373/411).

La Ley N° 12.161

Con la sanción de Ley N° 12.161, se reformó el sistema legal original, y se estableció un conjunto de normas que preveían un claro predominio de la actividad privada en la responsabilidad de explorar y explotar las cuencas argentinas. Para ello:

- Incorporó la regulación de los hidrocarburos al Título XVII del Código de Minería, lo que conformó el primer cuerpo jurídico sistematizado en la materia.
- Ratificó el principio regalista, pero modificó el art. 9 del Código de Minería, lo que facultó al Estado nacional o provincial y a las empresas mixtas a explorar y explotar yacimientos en igualdad de condiciones con los particulares.
- Estableció el sistema de regalías: 12%.
- Otorgó concesiones a perpetuidad.

El resultado de la aplicación de esa normativa no arrojó los resultados buscados y, en los hechos, las operaciones se desarrollaron con actividades de sentido contrario al previsto, ya que el predominio de la actividad estatal continuó creciendo al amparo de las ideas políticas de ese período.

El predominio de esas ideas continuó afianzándose hasta alcanzar una reforma constitucional, en el año 1949, que consolidó los hechos institucionales con la norma jurídica suprema.



La Constitución nacional del año 1949

En el año 1949 se produjo la reforma de la Constitución nacional, la que incluyó, en su art. 40, el principio de la propiedad inalienable e imprescriptible de la Nación sobre los yacimientos petrolíferos, las caídas de aguas, carbón, gas y toda otra fuente de energía con excepción de los vegetales, existentes en el territorio nacional.

Pese a la solemnidad y claridad de esta norma suprema, el Gobierno nacional intentó, a su vez, conciliar sus disposiciones con la realidad de la industria hidrocarburífera nacional en ese momento.

A esta decisión se arribó ante la realidad de una producción y reservas argentinas en rápida disminución con un creciente consumo que obligaba a aumentar las importaciones –especialmente de derivados combustibles– con una carga creciente sobre el sector externo del presupuesto nacional.

Ello condujo al Gobierno a gestionar la participación de capital privado extranjero para intentar un pronto remedio a los padecimientos del sector externo de la economía nacional.

Se debía enfrentar, entonces, esta realidad: la Argentina no tenía recursos para emprender y sostener actividades petrolíferas, y el petróleo que necesitaba debía importarlo con un creciente costo y divisas escasas. La situación económica del país era cada vez más comprometida.

Ante esta realidad, el Estado nacional (fin del gobierno peronista y principio del gobierno militar del Gral. Aramburu) adoptó una estrategia que intentaba conciliar un régimen de dominio estatal de los yacimientos de hidrocarburos, con la contribución privada a las actividades de exploración y producción.

Recurrió entonces a los contratos de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos que pertenecían a YPF.

Los contratos petroleros

El período en el que predominó la política de contratación de obras y servicios para la exploración y explotación de yacimientos de YPF abarcó desde finales del año 1955, fin del gobierno peronista, hasta el año 1963, fin del Gobierno del Dr. Frondizi y principios del gobierno del Dr. Illia.

El primer contrato se negoció y firmó en el año 1954 entre el Gobierno argentino y la Compañía Standard Oil of California, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

El presidente Perón firmó el contrato, pero lo sometió a aprobación del Congreso nacional, que no lo aprobó.

Asumido el gobierno denominado de la Revolución Libertadora, las cuentas nacionales estaban próximas a la cesación de pagos, lo que llevó al gobierno del General Aramburu a intentar interesar el capital de empresas privadas extranjeras y preparar el marco jurídico viable para el inmediato cambio que luego materializó el gobierno del Dr. Frondizi a partir del año 1958.

Para ello se diseñó un conjunto de instrumentos jurídicos contractuales destinados a viabilizar la participación de capital privado.

Estos contratos de obras y servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos de YPF no cedían al dominio privado los hidrocarburos producidos, sino que los volúmenes extraídos debían ser obligatoriamente entregados a YPF para su elaboración y comercialización.

A fin de viabilizar la legalidad de estas novedosas formas contractuales que el país no había utilizado hasta el presente, los sucesivos Gobiernos a partir del año 1955 adoptaron una serie de normas jurídicas que legalizarían esta actividad:

- Se sancionó, por el Congreso nacional, la Ley Nº 14.773 del año 1958, que, cambiando el sistema dominial anterior, atribuía en exclusivo el dominio de la Nación de todo lo relacionado con la propiedad originaria de los yacimientos de hidrocarburos, y ratificaba la presencia de YPF monopolizando a su favor la producción, transporte y comercialización de los hidrocarburos producidos, excluyendo de estas actividades a las provincias argentinas.
- La Ley Nº 14.773, primera norma formalmente autónoma del Código Minero, se sancionó cuando la negociación de nuevos contratos petroleros estaba avanzada.
- Como remanente del régimen dominial anterior y por imperio de la propia Ley Nº 14.773, se reconoció la vigencia y pertenencia a particulares de las propiedades mineras de hidrocarburos existentes al momento de la sanción de esa ley que continuaron su producción en manos de sus dueños particulares.

No obstante los principios legales a favor de la propiedad estatal del recurso, fuertemente incluidos en la ley citada, las normas dictadas a su amparo admitían la posibilidad de participación de la actividad privada en inversiones relativas a servicios vinculados a la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos a través de contratos de obras y servicios. Ello sin vinculación alguna con la propiedad originaria de los yacimientos ni con la libre disponibilidad de su producción. YPF continuaba siendo el titular de estos.

Así se firmaron diversos contratos de exploración, desarrollo, explotación y transporte de hidrocarburos con empresas nacionales y extranjeras, y de todo tipo de servicios conexos con la industria.

Fue un ordenamiento que presidió la implementación de estas nuevas formas de explotación de los hidrocarburos; generó, entonces, una importante contribución privada al desarrollo del sector.

A partir del año 1958, el país pudo superar el estancamiento productivo en el que se encontraba en ese momento y se logró un constante incremento en la producción hasta lograr un nivel cercano al autoabastecimiento en el año 1962.

La nulidad de los contratos petroleros

Posteriormente, los cambios políticos producidos en el país, a partir de 1962, con los sucesivos cambios de gobierno-régimen militar que derrocó al gobierno constitucional del Dr. Frondizi y el advenimiento de un nuevo Gobierno surgido de las elecciones nacionales de 1963, gobierno del Dr. Arturo Umberto Illia, introdujeron un nuevo cambio en las políticas estatales en la materia.

Uno de los lemas de campaña del radicalismo, cuando el Dr. Illia triunfa en las elecciones en el año 1963, había sido el de la anulación de los contratos petroleros suscriptos durante el gobierno del Dr. Frondizi. Para esto se alegaron distintas anomalías calificadas como vicios formales en su tramitación; incompetencia del órgano otorgante; y que los contratos no respondían a la índole de sus cláusulas ya que, en realidad, debían ser calificados como actos administrativos de concesión, prohibidos por la ley.



Asimismo, se argumentaron violaciones al Código de Minería de la Nación, al art. 67, inc.16 de la Constitución nacional, al Derecho Fiscal, a la legislación bancaria que preveía normas especiales para las divisas generadas como consecuencia de los contratos y a la Soberanía nacional en cuanto se prefería a contratistas extranjeros antes que a los argentinos.

Finalmente, todos los contratos suscriptos por el gobierno del Dr. Frondizi fueron anulados por sucesivos decretos del Poder Ejecutivo de la Nación, lo que dio lugar a una larga negociación con las compañías contratistas, al pago de indemnizaciones, conflictos administrativos y judiciales y a una nueva interrupción en las operaciones de exploración y explotación en curso, que hasta ese momento se habían desarrollado con resultados positivos para la producción de hidrocarburos en el país.

El marco legal vigente en la actualidad

La Ley Nº 17.319 (octubre de 1967)

Durante el gobierno militar del Gral. Onganía, que en junio de 1966 había derrocado al gobierno del Dr. Illia, se sancionó la denominada Ley de Hidrocarburos Nº 17.319 (octubre de 1967), que sentó nuevas bases para un futuro desarrollo de la actividad de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

Esta ley, del año 1967, regula las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo y gas, es decir, que abarca la casi totalidad de la cadena de valor proveniente de estos recursos energéticos.

Ello se deriva de la naturaleza esencialmente minera de esta ley, reconocida por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, lo que hace que la competencia para su modificación o derogación, así como la sanción del marco legal que pudiera reemplazar al existente, recaiga en el Congreso de la Nación, conforme lo previsto por el art. 75, inciso 12 de la Constitución nacional.

La cuestión ya tratada en capítulos precedentes acerca de la propiedad de los hidrocarburos y si ellos pertenecen a la Nación o a las provincias no tuvo rango constitucional hasta la reforma de 1994, que adjudica la propiedad de los recursos naturales a las provincias (art. 124, último párrafo).

A partir de ese reconocimiento constitucional, adquiere relevancia la separación entre dominio y jurisdicción, es decir, entre la propiedad del recurso y la autoridad para legislar sobre su utilización, lo que conlleva la facultad para establecer la política sobre su explotación.

La Ley Nº 17.319, con más de 40 años de vigencia, es una de las escasas normas del derecho local que se ha mantenido vigente por tan dilatado lapso. El objeto de la regulación es la actividad petrolera, y su vigencia y permanencia han demostrado claramente el acierto de sus normas.

Más allá de sus cualidades técnicas, no puede ignorarse que la duración de esta ley se justifica porque ha sido capaz de dar respuesta legal a los diversos escenarios operativos que se han configurado a lo largo de casi medio siglo de actividad petrolera en el país.

Ello, dando cabida y regulando tanto el escenario de exploración y explotación del recurso por el Estado a través de empresas u organismos estatales,

como a través de figuras mixtas donde el Estado y el sector privado se asocian bajo diversas formas y, más recientemente, incorporando los esquemas de la década de 1990 con una amplia participación del sector privado.

Sin embargo, la lectura de la Ley N° 17.319 puede inducir al error de ignorar ciertas modificaciones sustanciales introducidas a lo largo de los plazos de su vigencia, especialmente desde la sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 23.696 y la legislación delegada dictada en su consecuencia. Este conjunto normativo no solo es aplicable a los derechos otorgados como consecuencia de la privatización ocurrida en dicha década, sino que se ha constituido en el régimen legal permanente del sector.

Principales disposiciones de la Ley N° 17.319

La propiedad de los hidrocarburos producidos

Resulta claro que, bajo la ley que nos ocupa, la propiedad de los hidrocarburos tiene una manifestación pública y otra privada.

La manifestación pública parte de la definición del art. 1° de la ley que declara a los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado nacional.

Como lo hemos analizado en los capítulos precedentes, luego de la reforma constitucional de 1994, esa propiedad corresponde a la provincia o a la Nación, dependiendo del lugar en que se encuentre el yacimiento.

Esta definición legal impide el otorgamiento de derechos de propiedad de los yacimientos a favor de terceros.

Es decir que en la Argentina, al igual que en la gran mayoría de los países del mundo, las reservas de hidrocarburos no pertenecen a la empresa que los explota, sino al Estado, según su lugar de yacencia.

Esta circunstancia tiene efectos prácticos importantes. En primer término, las reservas de hidrocarburos no pueden incorporarse al patrimonio y, por lo tanto, no deben ser contabilizadas como un activo. Ello significa, por ejemplo, que no es posible crear derechos reales de garantía sobre esas reservas, respecto de las cuales la empresa que las explote solo tiene un derecho a extraerlas bajo ciertas condiciones y no podrían, por ejemplo, operar como seguridad de un crédito bancario.

Entonces, ¿dónde adquiere la empresa privada concesionaria de derechos de explotación, un derecho de propiedad sobre los hidrocarburos?

La respuesta es que esa propiedad se adquiere en algún momento dentro del período desde que son extraídos del yacimiento en la profundidad de la tierra hasta que toma posesión de ellos en la superficie.

Cuando se observa que entre un punto y otro pueden existir algunos miles de metros de distancia, se advierte que la división no es absolutamente precisa. Sin embargo, es un concepto internacionalmente aceptado que dicha propiedad se adquiere en la cabeza del pozo, al traspasar la válvula de salida. Parece claro que es en ese punto donde puede físicamente ejercerse la posesión efectiva y no antes.

Para el concesionario de explotación de hidrocarburos, la adquisición de esa propiedad en la boca del pozo es automática según resulta del art. 6° de la ley y no necesita de declaración alguna que la reconozca.

La libre disponibilidad de los hidrocarburos

Una consecuencia natural del régimen de dominio que prevé la ley es la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, que habilita al concesionario de explotación a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, obviamente cumpliendo con las reglamentaciones respectivas.

Esta libre disponibilidad reconocida por la ley, aun en su redacción original, presupone la característica internacional de la actividad, como se lee claramente en su art. 6°, 3° párrafo. Este concepto ha sido reforzado por la normativa sancionada en 1989 como consecuencia de la Ley N° 23.696, y los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89, todos ellos incorporados a los títulos de las concesiones existentes y, por ello, también constitutivos del régimen permanente aplicable al sector.

Las garantías dadas a la libre disponibilidad de hidrocarburos ratificadas a partir de 1989 por el Decreto N° 1589, no responden solamente a la necesidad de dar certeza y claridad al derecho ya consagrado por la norma, sino a un evidente cambio de circunstancias en el mercado internacional.

El concepto de petróleo como “*commodity*” es ajeno al criterio de la ley de 1967. Esa calidad se desarrolló en años posteriores y la legislación también posterior, complementaria de la Ley N° 17.319, lo ratifica.

El caso de la producción de gas natural

Las etapas de exploración y explotación del gas natural también se rigen por la mencionada Ley N° 17.319; en cambio, las siguientes etapas de su cadena de valor se regulan por la Ley N° 24.076.

No puede ignorarse, sin embargo, el hecho de que el transporte y la distribución de gas natural sean actividades sometidas al régimen de servicio público, y la actuación y voluntad de las licenciatarias bajo dicha regulación se encuentren condicionadas por los entes de control y por la administración tarifaria.

Esta regulación impacta necesariamente en el productor, aun cuando este, teóricamente, también tiene la libre disponibilidad del recurso y opera en un mercado libre que, sin embargo, debe abastecer prioritariamente al mercado regulado.

Con ello también su producción resulta alcanzada por la regulación en los términos previstos en la Ley N° 24.076 y sus decretos reglamentarios.

Algunas actividades destacadas que la ley regula

Permisos de exploración

El permiso de exploración es el mecanismo previsto por la norma que comentamos para autorizar la búsqueda de hidrocarburos. Estos permisos son otorgados por la autoridad de aplicación mediante mecanismos de competencia, en concurso público de ofertas, según se dispone en el Título II, Sección V, arts. 45 y ss. de la ley.

En estos procesos de cotejo de ofertas se participa mediante propuestas de realización de ciertos trabajos exploratorios (por ejemplo, registración y procesamiento de trabajos de sísmica y perforación de pozos exploratorios). Estos trabajos se miden por unidades previamente normalizadas que permiten su evaluación objetiva (llamadas *unidades de trabajo*). Dichas unidades son

valorizadas en dinero de modo que permite la comparación de las ofertas sin necesidad de recurrir a juicios de valor.

Los permisos de exploración se dividen en diversos períodos, el primero de los cuales puede no contemplar la perforación de pozos exploratorios, sino otras tareas de prospección de hidrocarburos, aunque los siguientes deben contemplarlos necesariamente. Al finalizar cada período, el permisionario tiene la opción de ingresar o no al período siguiente. Si así lo hiciera, debe reducir el área bajo exploración, conforme lo determina la misma ley y su reglamentación.

Debe recordarse que la ley solo permite el otorgamiento de permisos de exploración en las zonas calificadas como “posibles”. Estas zonas son aquellas en las que no exista un descubrimiento comercial previo (art. 10). Si existiera descubrimientos comerciales previos, las zonas respectivas son calificadas como *zonas probadas* y en ellas solo pueden otorgarse concesiones de explotación (art. 29).

La obtención de una concesión de explotación no implica necesariamente la terminación del permiso exploratorio. De existir plazos pendientes, el permisionario puede retener las superficies del permiso para investigar otros prospectos que pudieran existir en la superficie retenida.

Concesiones de explotación

La concesión de explotación de hidrocarburos resulta la consecuencia natural de una exploración exitosa. Esta concesión otorga al concesionario el derecho a explotar los hidrocarburos que existan en el área sometida a concesión.

Debe observarse que la concesión no solo autoriza a explotar los hidrocarburos descubiertos en la etapa exploratoria, sino todos los que pueda hallar el concesionario en la superficie concedida. Esto significa que la exploración no termina con la finalización del permiso de exploración, sino que puede continuar aun en la etapa de explotación (arts. 27 y 30 de la Ley N° 17.319).

La concesión se otorga por el plazo de 25 años contados desde la fecha del acto de su otorgamiento. A ese plazo se le podrá adicionar el lapso aún no utilizado del permiso de exploración.

A criterio del Estado, el plazo de la concesión puede extenderse por diez años adicionales, siempre que el concesionario lo requiera, al menos con seis meses de anticipación al vencimiento original (art. 35).

El concesionario de explotación, por el solo hecho de serlo, tiene el derecho de obtener una concesión de transporte de hidrocarburos para evacuar la producción de su concesión. Este derecho intenta liberar al concesionario de explotación de la cautividad de un gasoducto o un oleoducto existente.

El art. 31 de la Ley N° 17.319 se refiere a la obligación del concesionario de explotación de hidrocarburos de realizar las inversiones para desarrollo. Sin hacer un profundo y minucioso análisis de este, cabe decir que aplican criterios de razonabilidad, eficiencia, aplicación tecnológica, economía y conservación de reservas. Este último aspecto debe ser entendido como la explotación que asegura a lo largo del tiempo la mayor recuperación posible de reservas identificadas.

Cabe aclarar que el concepto de “reservas recuperables” no responde a criterios volumétricos, sino económicos, ya que no es posible recuperar reservas de hidrocarburos, aun cuando existieran fehacientemente, si no pueden ser extraídas en términos aceptables económicamente.



Sin intentar formular un inventario pormenorizado de las obligaciones del concesionario, es útil mencionar la necesidad de ajustar la superficie de los lotes de la concesión a la forma de las trampas productivas en el subsuelo. Ese conocimiento va ajustándose con el tiempo, a medida que se conoce la dinámica y extensión del yacimiento por la realización de labores de avanzada y delimitación y por la historia de producción.

Igualmente, la delimitación en superficie siempre será aproximada, por lo que es conveniente y así se lo acepta, adoptar conductas conservadoras en la demarcación del lote y en la devolución de áreas.

Demás está decir que el cumplimiento de las obligaciones de carácter fiscal, como el pago del canon y la regalía, constituye también obligaciones significativas, sobre todo porque la consecuencia del incumplimiento puede dar lugar a la caducidad de la concesión.

Resumen: Ley N° 17.319, su contenido actual y su aplicación real

Como lo hemos mencionado antes, enfocar el análisis del marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera solamente desde la Ley N° 17.319 nos brinda una visión fraccionada e incompleta.

Se estaría dejando de lado el arribo al campo del derecho y de la economía argentina, de las normas relativas a la privatización de este sector básico de nuestra economía, y a la desregulación de la industria que significó un cambio decisivo en la historia del rol del Estado de los últimos 50 años anteriores a 1990.

La Ley N° 23.696 es el sustento legal (ley en sentido material y formal) sobre el que reposan los procesos de privatización y desregulación de la industria de hidrocarburos ocurridos en nuestro país a fin de la década de 1980 y principios de 1990.

Esa norma declaró la emergencia en la prestación de servicios públicos, en la ejecución de los contratos a cargo del sector público y en la situación económica financiera del Estado nacional, incluyendo los entes en los que este último participara de modo controlante. Dispuso, además, la reforma del Estado.

Una de las consecuencias naturales de la modificación tácita introducida por la Ley N° 23.696 a la Ley N° 17.319 (ratificada luego por las leyes N° 24.046 y la N° 24.145), es que han perdido vigencia las disposiciones referidas a las empresas estatales y de allí la inmediata necesidad de reformular (reconvertir) los contratos celebrados con ellas como surge del Decreto 1212/89.

El art. 2° de la Ley N° 17.319 tendría así una nueva lectura, y el artículo 11° habría quedado sencillamente derogado. Las reservas de áreas han quedado superadas, sean estas a favor de empresas estatales por su desaparición o a favor de cualquier otro interesado por la eliminación de privilegios ya enunciada.

Más allá de los actos jurídicos y reglamentaciones que dieron origen a los permisos, licencias, concesiones, asociaciones y otros derechos, provenientes de la privatización de YPF y Gas del Estado, existe y está vigente un reglamento de la Ley N° 17.319 que incorpora expresamente a los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89, y conforman un régimen ampliado de dicha ley que necesita de una indispensable integración hermenéutica para conocer el verdadero alcance de su contenido.

La situación del marco jurídico luego de la vigencia de la Ley de Emergencia N° 25.561 y la normativa posterior. Desde la crisis política y económica de fines de 1990 hasta el presente

Los hechos políticos y económicos producidos en el país al final de los años 1990 condujeron al Estado nacional a la estructuración de una serie de medidas tendientes a afrontar las continuas crisis económicas que sufrió la Nación.

Ello implicó, que a fines del año 2001, el Congreso nacional declarara, por ley nacional, la emergencia pública y económica para toda la economía nacional, sus contratos, precios y tarifas.

Como consecuencia de ello, quedó también comprendida en esta disposición de emergencia todo el sector de la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos.

Para facilitar la comprensión del lector en cuanto al impacto de la normativa en cuestión sobre los derechos acordados antes de la declaración de emergencia, es conveniente compendiar los derechos esenciales que la legislación garantiza al explorador y al productor de hidrocarburos.

En casi todos los casos, los respectivos decretos y decisiones administrativas que concedieron los permisos o concesiones admiten claramente que la normativa de los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89, forman parte de los títulos respectivos.

En otras palabras, los derechos emergentes de esas normas que, como veremos luego, hoy son leyes en sentido formal, al formar parte del título que dan capturados en la genérica definición de derecho de propiedad, en el sentido con que lo interpreta la Corte Suprema de Justicia de la Nación (Fallos 294:152, 304:856, entre muchos otros).

En ese orden de ideas podemos incluir en la lista de derechos a los siguientes:

- Realizar tareas de búsqueda de hidrocarburos.
- Opción para acceder a los siguientes períodos exploratorios.
- Opción de prórroga del permiso de exploración.
- Derecho a obtener una concesión de explotación en los términos del art. 17 de la Ley N° 17.319.
- Derecho a la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos (en sus diversas manifestaciones).
- Derecho a la libre disponibilidad (hasta el porcentaje establecido en el régimen jurídico vigente) de las divisas producidas.
- Derecho a la no-discriminación fiscal.

(Los últimos tres decretos mencionados vienen a ser los que, con mayor claridad, fueron afectados luego de la emergencia del año 2002).

En el marco normativo creado con la desregulación y privatización de la industria, se conformó un plexo integrado de derechos entre los cuales se destacaron, principalmente, los regímenes de libre disponibilidad de los hidrocarburos y de libre disponibilidad de las divisas producidas por la venta de esos hidrocarburos.

A efectos de completar el marco legal que nos interesa con referencia a este tema, observamos que el Decreto 1589/89 mantiene y profundiza ciertos objetivos, según surge de sus considerandos:



- Procurar la atracción de inversiones para el sector petrolero, mediante reglas claras y definitivas.
- Procurar el incremento de la producción nacional de petróleo.
- Brindar seguridad jurídica a las personas (físicas o jurídicas) que decidieran invertir en la consecución de los objetivos enumerados anteriormente.
- Asegurar a esas personas la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, como una garantía de sus inversiones en el sector.

Normas recientes dictadas por el Gobierno nacional con relación a la industria de los hidrocarburos en la República Argentina

El régimen legal de la industria de los hidrocarburos en la República Argentina en los sectores del *upstream* y *downstream* ha sido profundamente modificado por la existencia de nuevas disposiciones normativas y regulatorias que provocan un sinnúmero de modificaciones a las actuales estructuras normativas de la industria.

Estos cambios en la estructura normativa han sido generados fundamentalmente por cuatro disposiciones del ordenamiento jurídico que, de manera general, comentamos a continuación:

- Reforma de la Constitución nacional en el año 1994: incorpora el art. 124 estableciendo que los recursos naturales (hidrocarburos entre ellos) pertenecen en propiedad a la Nación o a las provincias según el territorio en que se encuentren.
- Ley N° 26.197 (enero de 2007): reglamenta la Constitución nacional y restituye a las provincias los yacimientos de hidrocarburos hasta ese momento en jurisdicción de la Nación.
- Ley N° 26.741 (mayo de 2012): declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos; crea el Consejo Federal de Hidrocarburos y declara de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.
- Decreto del PEN N° 1277/2012 (julio de 2012): denominado “Reglamento del régimen de soberanía hidrocarburífera de la República Argentina”, aprueba la reglamentación de la Ley N° 26.741; crea una comisión de planificación y coordinación estratégica del plan nacional de inversiones hidrocarburífera; crea el registro nacional de inversiones hidrocarburíferas, que funcionará en el ámbito de la comisión antes descripta.

1) Reforma constitucional de 1994

El artículo 124, incorporado a la Constitución nacional, establece que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

Para interpretar correctamente este artículo es necesario distinguir los términos jurídicos de “dominio” y “jurisdicción”.

La “jurisdicción” entendida como poder para legislar, se mantiene en cabeza del Congreso Federal (artículo 75 de la Constitución). El dominio de los yacimientos de hidrocarburos ubicados en territorio provincial se traslada a la provincia respectiva.

Los permisos y las concesiones adjudicadas continúan estando regidos por la Ley Nº 17.319 de hidrocarburos.

2) Sanción de la Ley Nº 26.197 (enero de 2007)

La sanción por el Congreso nacional de la Ley Nº 26.197 puso en ejecución lo dispuesto por el art. 124 de la Constitución nacional, en su reforma del año 1994, que reafirmaba el principio legal de la propiedad originaria de las provincias argentinas sobre los recursos naturales que se encuentran en su territorio. Obviamente hidrocarburos incluidos.

Esto significa la ratificación de la adopción del sistema regalista que hemos visto en capítulos anteriores.

El núcleo normativo de esta ley establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al dominio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren conforme las siguientes reglas jurídicas que establece la propia ley:

- Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las 12 (doce) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la legislación nacional hasta el límite exterior de la plataforma continental (200 millas marinas).
- Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de (12) millas marinas medidas desde la línea de base establecida por la legislación nacional.
- Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de doce (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el art. 41 del Tratado del Río de la Plata y su frente marítimo conforme el capítulo VII de ese ordenamiento.

Los permisos y las concesiones continúan regidos por la Ley Nº 17.319 de hidrocarburos en su formulación completa antes detallada (Decretos 1055, 1212 y 1589).

El ejercicio de las facultades como autoridad concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley Nº 17.319 y su reglamentación, que se elabora conforme lo prescripto por el Acuerdo Federal de Hidrocarburos.

La legislación de hidrocarburos sigue siendo federal y como consecuencia de ello, el poder de legislar continúa siendo atribución del Congreso nacional. Es decir, que la “jurisdicción” entendida como poder para legislar, continúa siendo potestad del Congreso nacional (art. 75 de la Constitución).

El diseño y ejecución de la política energética a nivel federal seguirá siendo responsabilidad exclusiva del Poder Ejecutivo de la Nación. En otras palabras, las provincias pueden establecer políticas a nivel local, en la medida en que esas políticas no contradigan o generen conflictos con las políticas nacionales.

De acuerdo con la Ley Nº 26.197, las provincias en su condición de autoridad concedente, actuarán como contraparte en los permisos de exploración



de hidrocarburos, concesiones de explotación y concesiones de transporte y tendrán poder, para:

- Ejercer la supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidas.
- Requerir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que correspondan en relación con inversiones, explotación racional, información y pago del canon anual y las regalías.
- Establecer la duración de las concesiones o permisos conforme los términos legales y/o contractuales.
- Aplicar y hacer cumplir las penalidades establecidas por la Ley N° 17.319 y las regulaciones de acuerdo con esta.
- Ejercer todas las facultades que pertenezcan a la autoridad concedente de acuerdo con la Ley N° 17.319.

Esta nueva ley puede considerarse como un nuevo capítulo –no el último ciertamente– en la relación que el Gobierno nacional mantiene con las provincias desde hace mucho tiempo, referida al desarrollo y gestión de los hidrocarburos.

En este caso, esa ley amplía considerablemente las facultades de las provincias para regular y controlar las explotaciones de recursos que son de su propiedad, debiendo siempre respetar la aplicación de la ley nacional que rija en la materia.

3) Ley N° 26.741 (3 de mayo de 2012)

Declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, crea el Consejo Federal de Hidrocarburos y declara de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.

- El artículo 1° define como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la exploración, explotación, industrialización, transporte, y comercialización de hidrocarburos a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.
- Como consecuencia del establecimiento de este objetivo en los artículos 2 y 3 establece las facultades del Poder Ejecutivo Nacional para el cumplimiento de los fines de la ley –con el concurso de las provincias y del capital público y privado, nacional e internacional.
- Publicita también los principios de la política hidrocarburífera de la Nación Argentina que, por su importancia, transcribimos textualmente a continuación:
 - a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones.
 - b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas.
 - c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

- d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.
- e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto.
- f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado.
- g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.
- h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Por los artículos 4° y 5° se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos y le asignan la competencia administrativa específica conforme lo siguiente:

Artículo 4°. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integrará con la participación de:

- a) El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria, a través de sus respectivos titulares.
- b) Las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de los representantes que cada una de ellas designen.

Artículo 5°. Son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos las siguientes:

- a) Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la presente.
- b) Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la presente ley y a la fijación de la política Hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

El título siguiente reglamenta el proceso de expropiación de YPF y regula su continuidad operativa.

4) Decreto N° 1277 (25 de julio de 2012) del Poder Ejecutivo Nacional

- Este Decreto denominado “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina” aprueba la reglamentación de la Ley N° 26.741 antes comentada y crea un nuevo mecanismo de conducción del sector hidrocarburos.
- La primera disposición destacable es la creación de una Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera, con una integración distinta a la prevista con anterioridad por la Ley N° 26.741,
- La principal actividad de la comisión radica en la facultad para elaborar, anualmente, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas estableciendo los criterios y metas deseables en materia de inversiones en



exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos en el marco de los objetivos fijados por la Ley N° 26.741 antes citada.

- Luego, en su capítulo segundo, crea el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que funcionará en el ámbito de la comisión antes descripta.
 - a) La principal actividad de este Registro se vincula con la obligación que poseen los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles de estar inscriptos en dicho Registro como condición indispensable para el desarrollo de sus actividades.
 - b) Asimismo, estos sujetos están obligados a presentar la información técnica, económica y operativa detallada en el Decreto y toda la que resulte necesaria para evaluar el desempeño del sector y para el diseño del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.
 - c) También deberán informar sus planes de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo su plan de inversiones en exploración, su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas y sus planes de recuperación secundaria de reservas.
- El plan será evaluado por la comisión que, en caso de estimarlo conveniente, podrá solicitar la presentación de un nuevo Plan Anual de Inversiones que se ajuste a los requerimientos del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La cuestión de la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos

El tema de la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos en los yacimientos concesionados a particulares es motivo de tratamiento específico por parte del Decreto 1277.

Como dijimos anteriormente, la cuestión de la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos y de los hidrocarburos producidos tiene una manifestación pública y otra privada.

La manifestación pública se relaciona con la propiedad inalienable e imprescriptible de los yacimientos por parte del Estado nacional o provincial, según donde se encuentren. En tanto que el concesionario de los derechos de explotación adquiere la propiedad de los hidrocarburos en algún momento desde la profundidad del yacimiento, hasta la superficie. Internacionalmente es aceptado que tal momento sería en la cabeza del pozo, al traspasar los hidrocarburos su válvula de salida.

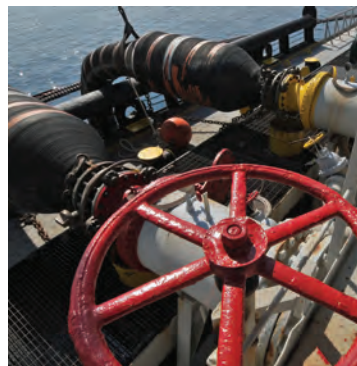
Para el concesionario de explotación, la adquisición de esa propiedad en la boca del pozo es automática, según resulta del artículo 6° de la Ley N° 17.319; no necesita de declaración alguna que la reconozca y lo habilita a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo con las reglamentaciones respectivas.

Todo esto reconoce la característica internacional de la actividad, concepto que se ha incorporado claramente en la Ley N° 17.319 y reforzado con la normativa sancionada a partir de los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89, todos ellos incorporados a los títulos de las concesiones existentes y, por ello, también constitutivos del régimen permanente aplicable al sector. De esta for-

ma se pretende no solo dar certeza y claridad al derecho ya consagrado por la norma, sino también atender al cambio de circunstancias en el mercado internacional. Hoy los hidrocarburos son considerados *commodities*; concepto que era ajeno al criterio comercial vigente al momento de sanción de la Ley Nº 17.319 en 1967.

Las nuevas disposiciones contenidas en el Decreto Nº 1277: este decreto introduce en el sistema actual una serie de modificaciones que derogan expresamente algunos artículos de los Decretos 1055, 1212 y 1589 del año 1989, en lo que concierne a:

- La libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos.
- La desregulación de los precios, cantidades y bonificaciones de los hidrocarburos producidos.
- La libre importación y exportación de los hidrocarburos producidos obviamente sujeta a las disposiciones legales vigentes que siempre privilegiaban la obligación de abastecer previamente el mercado interno.
- La libre disponibilidad de las divisas generadas por las exportaciones autorizadas.



Glosario técnico

Código de Minería de la República Argentina: establece que los hidrocarburos son definidos como mineral, clasificados entre los denominados de primera categoría, y que, por lo tanto, pertenecen al Estado nacional o provincial según donde se encuentren.

Concesión: otorgamiento gubernativo a favor de particulares para apropiaciones o aprovechamientos privados en el dominio público.

Dominio: poder que uno tiene de usar o disponer libremente de lo suyo.

Dominio por accesión: en este sistema, la propiedad de una superficie de terreno comprende la propiedad del suelo y también la propiedad plena del subsuelo.

Dominio estatal, originario, soberano o real: en este sistema, el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos pertenece al Estado soberano, nacional o provincial según donde ellos se encuentren.

I Índice

14 Introducción

Capítulo 01

21 Introducción a la geología

- 22 El tiempo geológico
- 23 Datación relativa
- 24 Datación absoluta
- 26 Escala de tiempo geológico
- 26 Origen de la Tierra
- 27 Minerales
- 28 Rocas
- 29 Rocas ígneas
- 29 Rocas metamórficas
- 30 Rocas sedimentarias
- 32 Facies sedimentarias
- 32 Clasificación de las rocas sedimentarias
- 36 Ambientes sedimentarios
- 37 Esfuerzo y deformación
- 39 Interior de la Tierra
- 41 Exterior de la Tierra
- 42 Tectónica de placas
- 43 Márgenes de placas
- 47 Cuencas sedimentarias
- 48 Origen del petróleo
- 48 Sistema petrolero
- 48 Roca madre
- 49 Roca reservorio
- 49 Roca sello
- 49 Carga geostática
- 50 Trampa
- 51 Cuencas productivas de Argentina
- 52 Bibliografía
- 54 Glosario técnico

Capítulo 02

57 La prospección petrolera

- 59 Métodos de prospección
- 59 Métodos de prospección para hallar nuevas acumulaciones
- 59 Geología de superficie
- 59 Geología de subsuelo
- 60 Gravimetría
- 61 Magnetometría
- 62 Magnetoteluria
- 62 Sísmica
- 66 Geoquímica de superficie
- 67 Métodos de evaluación para cuantificar el volumen de las acumulaciones

69	El pozo exploratorio
71	El desarrollo
75	Glosario técnico

Capítulo 03

77 La perforación

78	Introducción
78	¿Qué es un pozo petrolero?
78	¿Cómo se perfora un pozo petrolero?
78	¿A qué profundidad se deben perforar los pozos para obtener el hidrocarburo?
79	¿Cuánto se tarda en perforar un pozo?
79	Breve historia de la perforación
82	Equipos de perforación
82	Equipos para perforación terrestre (<i>onshore</i>)
82	Equipos para perforación costa afuera (<i>offshore</i>)
84	Los equipos de accionamiento mecánico
84	Los equipos de accionamiento eléctrico
85	Los equipos eléctrico-hidráulicos
85	El equipo humano
87	Sistema de elevación
87	La torre o mástil y la subestructura
87	El cuadro de maniobras
88	La corona-aparejo
89	Sistema de circulación
90	Sistema de rotación
91	Motores de fondo
91	Sistema de seguridad
92	Equipamientos auxiliares
94	Instalaciones adicionales o equipamientos auxiliares
94	Columna perforadora
96	Trépanos
97	Trépanos de conos
97	Trépanos de arrastre o compactos
97	¿Cuál es el mejor trépano para perforar un pozo?
98	¿Cuánto tiempo puede perforar un trépano hasta desgastarse?
98	Locaciones
99	Dimensiones y suelos
100	Pasos a seguir
102	Preservación del ambiente
102	Fluidos de perforación
104	Composición de los lodos (líquidos)
105	Propiedades del lodo
105	Tipos de lodos
106	Lodos de base hidrocarburos
106	Sistema de limpieza del lodo
107	¿Puede el lodo contribuir a perforar más rápido?

107	Entubación
109	Cabeza de pozo
110	Cementación
111	Accesorios para la cementación
113	Perfiles relacionados con la cementación
114	Programación del pozo
114	Cuencas en la Argentina
115	Equipo de trabajo
115	<i>Offshore</i>
118	¿Cómo se hace para perforar <i>offshore</i> ?
118	Sistemas para aguas profundas
119	El proceso de perforación
120	Cuestiones particulares para el diseño de pozos <i>offshore</i>
122	Tareas de apoyo de la perforación <i>offshore</i>
122	Determinación del equipo a utilizar
123	Base de operaciones
123	Buques de apoyo
124	Transporte de las plataformas al área de operaciones
124	Ubicación del equipo en las locaciones
125	Buceo
125	Lo que viene: equipo submarino para exploración en ambientes rigurosos
126	Terminación de pozos para explotación de hidrocarburos
127	Equipos para la terminación de los pozos
128	Selección del equipo
128	Terminaciones sin equipo o <i>Rig Less</i>
128	Tipos de terminaciones
130	El <i>tubing</i>
130	Los <i>packers</i>
131	Punzamiento
133	Punzamiento con cargas portadas por el <i>tubing</i>
133	Punzamiento bajo balance
133	Equipamiento de control de superficie
134	Fluidos para terminación y reparación de pozos
134	Algunos tipos de fluidos de terminación y reparación
134	De base agua con sólidos orgánicos solubles en petróleo
134	Sistemas biodegradables y solubles en ácido
135	Fluidos con sólidos solubles en agua
135	Emulsión de hidrocarburos en agua para punzamiento
135	Fluidos de base hidrocarburo
135	Fluidos para <i>packers</i>
136	Operaciones correctivas
136	Cementaciones auxiliares
137	Técnicas operativas para cementaciones auxiliares
137	Glosario técnico

Capítulo 04

139 Puesta en producción de un yacimiento de petróleo y gas: del subsuelo a la superficie

140	El reservorio
142	Saturación y distribución de los fluidos en el reservorio
143	Los fluidos de reservorio

144	Gas seco
145	Gas húmedo
145	Gas y condensado (gas con condensación retrógrada)
145	Petróleos “negros”
146	Petróleos “volátiles”
146	Procesos de recuperación de hidrocarburos
147	Recuperación primaria
148	Reservorios de petróleo
150	Reservorios de gas
151	Recuperación secundaria
151	Eficiencia de recuperación y movilidad de fluidos
152	Ubicación de pozos
154	Calidad del agua y de las instalaciones
155	Recuperación secundaria con gas
155	Recuperación asistida/EOR
155	Procesos térmicos
157	Procesos con gases
158	Procesos con productos químicos
159	Otros procesos de recuperación
160	Explotación del petróleo y el gas
160	Surgencia natural y métodos artificiales de extracción
166	Consideraciones para seleccionar un sistema de levantamiento artificial
168	Mediciones necesarias para el control del reservorio y optimización de la producción
168	Instalaciones para la producción
170	Sistemas de producción para operaciones costa afuera (<i>offshore</i>)
172	<i>Risers</i> de producción
172	Instalaciones submarinas
173	Otros aspectos importantes de las instalaciones submarinas
173	Régimen de explotación óptimo de un yacimiento
174	Algunas consideraciones sobre el movimiento y recuperación de los fluidos
175	Reservorios de gas seco
176	Reservorios de gas húmedo
176	Reservorios de gas con condensación retrógrada
176	Reservorios de petróleo subsaturado sin empuje hidráulico
176	Reservorios de petróleo saturado sin empuje hidráulico
177	Reservorios de petróleo con empuje hidráulico o en recuperación secundaria por inyección de agua
178	Reservorios de petróleo volátil saturado
178	Algunas consideraciones sobre las herramientas a utilizar en los cálculos
179	Yacimientos no convencionales
180	Gas de areniscas compactas (<i>tight gas sands</i>)
181	Petróleo en rocas de baja permeabilidad (<i>low perm oil</i>)
181	<i>Shale gas</i> y <i>shale oil</i>
181	¿De qué se trata?
183	Estudios necesarios para entender los reservorios <i>shale</i>
184	El <i>shale</i> en los Estados Unidos
184	El <i>shale</i> en la Argentina
184	Petróleo pesado (<i>heavy oil</i>)
185	Gas metano de mantos de carbón (<i>coalbed methane</i>)
185	Inversiones para el desarrollo y la explotación. Riesgos asociados
185	Descubrimiento, delimitación y desarrollo de un yacimiento. Pozos de exploración,

	avanzada y explotación (desarrollo)
186	Planificación de proyectos de desarrollo de recuperación secundaria asistida
187	Planificación de proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales. <i>Shale oil/gas</i>
188	Principales tareas de la ingeniería de reservorios
189	1. Determinación del hidrocarburo original in situ
189	2. Cálculo de las reservas
192	3. Confección de los pronósticos de producción
195	4. Seguimiento y control operativo del reservorio, durante toda su vida
196	Consideraciones económicas sobre la exploración y explotación de los hidrocarburos
197	Valor esperado del proyecto
199	Consistencia entre el costo de participación y la situación patrimonial de la empresa
200	Metodologías utilizadas para el cálculo
200	Glosario técnico

Capítulo 05

203 Seguridad, salud, ambiente y comunidad en la producción de hidrocarburos

204	Reseña de la evolución de la salud y seguridad ocupacional a través de los años
204	Aspectos de la salud y seguridad en el mundo
204	Relación entre la Revolución industrial, la salud ocupacional y seguridad, y el petróleo
205	Antecedentes de la higiene industrial y seguridad en el mundo
206	La legislación sobre salud ocupacional y seguridad en la Argentina
207	Principales herramientas de prevención utilizadas
207	Planes de seguridad
208	ATS, PRP, AST y otras herramientas
210	<i>Brigding documents</i> , tendiendo puentes
210	Los riesgos viales
211	Costa afuera (<i>offshore</i>)
211	Capacitación y entrenamiento
212	Sistemas de observaciones preventivas
213	Auditorías e inspecciones
214	Control operativo
215	Visibilidad gerencial y cultura de seguridad, ¿una necesidad?
215	Hidrocarburos: salud de los trabajadores durante la exploración y la explotación
216	Tipos de riesgos en el petróleo
218	Petróleo y medio ambiente
218	Los mecanismos de protección
219	El estudio de impacto ambiental y las auditorías
222	Los riesgos operativos
223	La prospección del subsuelo
224	Perforación: la locación y el acceso
224	El equipo de perforación
225	Los sistemas de producción
226	El abandono de instalaciones
226	Los mecanismos de remediación
226	Revegetación
227	Recuperación de suelos empetrolados
227	Métodos biológicos
227	a) <i>Landfarming</i>
228	b) Biopilas
229	Métodos físicos

229	a) Adsorción por mezclado
229	b) Incineración
230	Tratamiento de fondos de tanques y petróleo pesado
230	Alternativas de tratamiento
230	Disposición final-relleno de seguridad
230	Las empresas de E&P y su relación con la sociedad
232	Glosario técnico

Capítulo 06

235 Aspectos legales de la exploración y producción de hidrocarburos en la República Argentina

236	Antecedentes internacionales en materia de regulación de la propiedad originaria de los hidrocarburos
236	Breve descripción de los principales sistemas dominiales existentes en el contexto internacional
236	a) El derecho de dominio por accesión
237	b) El sistema del dominio estatal originario, soberano o real
238	c) Una breve referencia a los denominados sistemas mixtos
239	Introducción al caso argentino
240	Acciones institucionales y principios legales que estructuraron el desarrollo inicial de la industria de los hidrocarburos en la República Argentina. Resumen de las principales disposiciones
241	La incorporación de los hidrocarburos al Código de Minería de la Nación
243	Descubrimiento petrolero en Comodoro Rivadavia y los sucesivos decretos de reserva que lo procedieron
245	Creación y desarrollo de la futura YPF
245	Intervención de los organismos nacionales administrativos y legislativos para regular integralmente la industria de los hidrocarburos
245	La Ley N° 12.161
246	La Constitución nacional del año 1949
246	Los contratos petroleros
247	La nulidad de los contratos petroleros
248	El marco legal vigente en la actualidad
248	La Ley N° 17.319 (octubre de 1967)
249	Principales disposiciones de la Ley N° 17.319
249	La propiedad de los hidrocarburos producidos
250	La libre disponibilidad de los hidrocarburos
250	El caso de la producción de gas natural
250	Algunas actividades destacadas que la ley regula
250	Permisos de exploración
251	Concesiones de explotación
252	Resumen: Ley N° 17.319, su contenido actual y su aplicación real
253	La situación del marco jurídico luego de la vigencia de la Ley de Emergencia N° 25.561 y la normativa posterior. Desde la crisis política y económica de fines de 1990 hasta el presente
254	Normas recientes dictadas por el Gobierno nacional con relación a la industria de los hidrocarburos en la República Argentina
254	1) Reforma constitucional de 1994
255	2) Sanción de la Ley N° 26.197 (enero de 2007)
256	3) Ley N° 26.741 (3 de mayo de 2012)
257	4) Decreto N° 1277 (25 de julio de 2012) del Poder Ejecutivo Nacional
258	La cuestión de la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos
259	Glosario técnico

260 Reseña de los autores y colaboradores

Reseña de los autores y colaboradores

Luis Stinco

Licenciado en Ciencias Geológicas Universidad de Buenos Aires (UBA). Cuenta con más de 25 años de experiencia en la industria del petróleo tanto en instituciones oficiales, como en empresas de servicio y operadoras. Actualmente es consultor independiente. Además, es profesor titular en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), profesor del Instituto del Gas y del Petróleo (IGPUBA) y director del curso Geociencias aplicadas a la exploración y desarrollo de los hidrocarburos que se dicta en la UBA. En el año 2008 fue presidente del VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Ha escrito numerosos trabajos técnicos referidos a la exploración y caracterización de reservorios y es autor del libro *Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones*.

Mario Schiuma

Licenciado en Geología, Universidad Nacional de La Plata (UNLP). Posee 35 años de experiencia en la industria, en YPF y como geólogo consultor en diversas empresas. Es Especialista en Minería del petróleo y gas (UBA), con sólida experiencia en yacimientos naturalmente fracturados. En el año 1994 obtuvo el título de Doctor en Geología en la UNLP por su tesis "Intrusivos del Valle del Río Grande, Provincia de Mendoza, su importancia como reservorios de hidrocarburos". Presentó numerosos trabajos en congresos nacionales e internacionales. Además, fue el editor del libro *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. Fue presidente de la Comisión de Exploración del IAPG y presidente del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Luis María Cabanillas

Ingeniero geógrafo, Universidad Nacional de Rosario (UNR) e Ingeniero en Petróleo, especialidad Geofísica, Instituto del Petróleo, UBA. Entre enero de 1972 y diciembre de 2011 ocupó diversos cargos en YPF, Repsol-YPF. Asimismo, es geofísico Especialista en Métodos no sísmicos. Ex profesor adjunto de las materias Geomagnetismo y Prospección gravimétrica y magnetométrica del Instituto de Geodesia (UBA).

Daniel Casalis

Ingeniero electromecánico (UTN). Posee un posgrado especializado en explotación de yacimientos, Instituto del Petróleo, UBA. Tiene 30 años de experiencia en la industria en el área de Perforación e Ingeniería de Pozos en la Argentina, Brasil, Ecuador y Perú. Publicó y presentó numerosos trabajos técnicos en seminarios y congresos sobre temas de perforación. En la actualidad, es el presidente de la Comisión de Perforación del IAPG.

Luis Rabanaque Díaz

Ingeniero mecánico, UNLP e Ingeniero en Petróleo, UBA. Es miembro de la Comisión de Perforación del IAPG. Se desempeña en la actividad petrolera desde el año 1960, en la Argentina y en proyectos del exterior; en operaciones *onshore* y *offshore*. Además, es profesor titular de la cátedra Perforación y jefe del Departamento de Explotación en la Universidad Nacional de Cuyo; profesor titular de las cátedras Perforación petrolera 1 y 2, ITBA y consultor privado.

Gabino Velasco

Ingeniero mecánico, Universidad Nacional de Bahía Blanca e Ingeniero en petróleo, UBA. Con más de 50 años de experiencia en perforación y cementación de pozos, aislación del *casing*, a presión (*squeeze*) y en etapas (*stage cementing*), en YPF y otras empresas. Estuvo a cargo de las operaciones especiales de perforación, se desempeñó en ingeniería de perforación, programación de pozos y desarrollo de nuevas tecnologías (perforación con lodo de emulsión inversa y obtención de núcleos de formación con sacatestigos de cortadores diamantados). En la actualidad, es representante en la Argentina de Howard Supply Company de Fort Worth, Texas, EE. UU.

Fabián Benedetto

Ingeniero en reservorios, UBA. Se desempeña en Siderca desde 1990: trabajó en el Laboratorio de Ensayos a Plena Escala del Centro de Investigaciones Industriales y, desde 1997, trabaja en el Departamento de Asistencia técnica a clientes. Ha participado en la evaluación y desarrollo de numerosos productos tubulares. Actualmente tiene a cargo el departamento Technical Sales de Tenaris para el Cono Sur. Autor y coautor de diferentes trabajos publicados en congresos nacionales e internacionales sobre diseño de tuberías, selección de conexiones para uso petrolero, selección de recubrimientos y de materiales. Es socio activo del IAPG y de instituciones vinculadas al sector.

Jorge Buciak

Ingeniero especializado en explotación de yacimientos de hidrocarburos, UBA. Con más de 25 años de experiencia, desarrollada en las empresas YPF, Bridas y, actualmente, en CAPSA-Capex, donde se desempeña como gerente de Ingeniería en la sede central de Buenos Aires. Ha realizado tareas relacionadas con la ingeniería de reservorios, diseño e implementación de nuevos proyectos. En los últimos años se ha dedicado a proyectos especiales: recuperación asistida, *tight sands*, *shale gas* y *shale oil*, entre otros. Profesor durante más de 20 años en el ITBA y en la Universidad Nacional de la Patagonia. Ha presidido el capítulo argentino de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* Sección Argentina por dos períodos.

Juan Rosbaco

Ingeniero químico, UBA. Trabaja en la industria petrolera desde 1969 en reconocidas empresas: YPF, Pérez Companc y Petrolera Argentina San Jorge. Desde 1998 es consultor en temas de reservorios y evaluación de proyectos. Profesor en Evaluación de proyectos y reservorios, posgrado en el Instituto del Petróleo y Gas de la UBA y de grado y posgrado en el ITBA. Autor de numerosos artículos y de los libros: *Evaluación de Proyectos. Teoría General y su Aplicación a la Explotación de Hidrocarburos* y *Obtención y Utilización de las Curvas de Permeabilidad Relativa*. En 1996 recibió el Premio Internacional de la SPE en Economía y Evaluación de Proyectos.

Marcelo Crotti

Licenciado en Química, exprofesor de la cátedra Petrofísica y fluidos de reservorio de la carrera Ingeniería en Petróleo (ITBA) y exdirector adjunto del Posgrado en Ingeniería de Reservorios (ITBA). Autor de numerosas publicaciones especializadas y del libro *Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos*. La mayor parte de su carrera profesional la realizó en INLAB SA, actualmente como vicepresidente y director de Desarrollo y Nuevas Tecnologías. Participó del proyecto de reprocesamiento de combustible nuclear en la Comisión Nacional de Energía Atómica. En 2009, por sus contribuciones a la Ingeniería de reservorios, recibió un "Regional Technical Award" en "Reservoir Description & Dynamics" de la SPE. Además, es integrante de la Comisión de Producción y presidente de la Comisión de Innovación Tecnológica, ambas del IAPG.

José Estrada

Ingeniero en Petróleo, UBA. Se desempeñó en las áreas de Reservorios, Producción y Management en empresas productoras de la Argentina con operaciones en el país y exterior. Es Certificador de Reservas de la Secretaría de Energía de Argentina, profesor y director de tesis en los posgrados de Reservorios y Producción de Hidrocarburos de la UBA.

Santiago Salvia

Ingeniero en Petróleo (ITBA). Además, posee un máster en Exploración y Producción de hidrocarburos ISE-Heriot Watt University. Trabajó en Chevron como ingeniero de producción en la Cuenca Neuquina, en Petroleum Experts en Edimburgo y brindó asistencia en modelos integrados de producción a compañías alrededor del mundo: Malasia, Egipto, Tailandia, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, Bolivia, Chile, Nigeria, Italia. Actualmente se desempeña como consultor en IFM-SOLUTIONS.

Diego Rosa

Licenciado en Ciencias Biológicas, UBA; Especialista en Ingeniería

Ambiental, UTN y en Seguridad e Higiene, UBA. Actualmente se desempeña como gerente de Medio Ambiente, Seguridad e Higiene y Relaciones con la Comunidad en Gran Tierra Energy Argentina SRL. Ha trabajado como consultor en diversas industrias para el desarrollo de políticas y sistemas de gestión ambiental, tratamiento de efluentes industriales y en la actividad petrolera desde el año 2001 en el asesoramiento de remediaciones de áreas en temas de gestión ambiental, seguridad e higiene. Es docente universitario y ha sumado experiencia en auditorías de gestión pública en materia de recursos naturales y gestión ambiental.

Jorge Fasano

Licenciado en Geología, UNLP. Se desempeñó como docente en la Universidad Nacional de Mar del Plata e investigador del CONICET. Durante los últimos 21 años ocupó varias posiciones asociadas a medio ambiente, seguridad y calidad en la industria del petróleo y gas. Actualmente es gerente de CSMS de E&P, Comercial y Contingencias de Petrobras Argentina S.A.

Luis Concina

Ingeniero en Petróleo orientación Exploración Geofísica con Maestría en Gestión Ambiental. Trabajó desde 1976 hasta 2008 en YPF, como jefe de Operaciones Geofísicas del Distrito Geofísico Austral y del Distrito Geofísico Centro de Yacimientos Petrolíferos Fiscales; gerente de Operaciones Geofísicas de la empresa ANDINA y MAXUS Bolivia; gerente de Relaciones con la Comunidad de REPSOL YPF y, actualmente, como asesor en Seguridad y Medioambiente de la Gerencia General de AESA. Asimismo fue representante de Repsol YPF en el Grupo de Relaciones Comunitarias de ARPEL (2002/2008).

Leandro Doglio

Es Lead Auditor IRCA OHSAS 18001:2007, TUV Rheinland Buenos Aires, acreditado por la TÜV Akademie Rheinland en Alemania; Lead Auditor IRCA ISO 14001:2004, TUV Rheinland Buenos Aires, acreditado por la TÜV Akademie Rheinland en Alemania. Licenciado en Higiene y Seguridad en el Trabajo, Universidad de la Marina Mercante, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Auditor Ambiental ISO 14001:1996, GAMMA International / Aspects International. Acreditado por la EARA (Reino Unido). Técnico en Saneamiento Ambiental, Escuela Superior de Sanidad del Ministerio de Salud, La Plata. Técnico Superior en Seguridad e Higiene Industrial, Escuela Nacional de Educación Técnica N° 1 Albert Thomas, La Plata.

Gino Ronco

Técnico Mecánico, ENET N° 1 de San Martín y Técnico Superior en Higiene y Seguridad Industrial, IAS. Desarrolló su carrera

laboral en Saipem, Compañía de Perforaciones Río Colorado y DLS (1963-2006), donde ocupó posiciones de creciente responsabilidad en Oficina Técnica, Producción y Operaciones de Pulling, W.O. y Perforación, hasta llegar a la posición de gerente en las diferentes bases del interior del país. En la actualidad, es consultor en Higiene y Seguridad Operativa de equipos de torre. Además, participa en las Comisiones de Perforación y Seguridad del IAPG.

Elías Dajczgewand

Licenciado en Ciencias Químicas, UBA. Ha desempeñado su carrera profesional en YPF donde ocupó distintos puestos en diversas actividades de exploración y producción, hasta alcanzar el nivel gerencial en Ingeniería de Producción y en Salud, Seguridad y Ambiente. Actualmente se desempeña como consultor independiente, no solo en la industria petrolera, sino también en la minera, alimenticia, hidroeléctrica, siderúrgica y otras.

Romina Tobares

Ingeniera Química, con Posgrado en Gestión Ambiental. Cuenta con 8 años de experiencia en diversas áreas y empresas: en Área Medio Ambiente, Industria Oil&Gas; Ing. Medio Ambiente- Petrolbras Energía S.A.- Planta Fertilizantes. Actualmente se desempeña como Coordinadora Medio Ambiente en AESA, YPF S.A. Además participó en el diseño y fabricación de equipos; ejecución de proyectos y montaje de plantas llave en mano para la industria del petróleo y en servicios petroleros.

Jorge Salem

Médico UBA. Especialista en Medicina del Trabajo SMTBA; Especialista en Higiene y Seguridad industrial, UBA y Especialista en Cardiología UBA. Es docente de la cátedra de Higiene y Seguridad en el Trabajo de la Facultad de Ingeniería de la UBA y docente de la cátedra de la Carrera de Especialista en Medicina del Trabajo de la Universidad Católica Argentina (UCA). Actualmente se desempeña como Líder de Salud Ocupacional de Pan American Energy.

Mariana Quaglia

Licenciada en Ciencias Químicas, UBA; Especialista en Ciencias Químicas y Ambiente, UBA; en Comercialización de Hidrocarburos, ITBA; en Higiene, Seguridad y Protección Ambiental, UCA y en Contaminación Marina, Universidad Europea Miguel de Cervantes. Desde 1994 trabaja en el sector ambiental en la industria hidrocarburífera. Actualmente se desempeña como Coordinadora de Medio Ambiente en Total Austral.

Eugenia Quiroga

Ingeniera Química, UTN de Córdoba, con Maestría en Ingeniería Ambiental, UTN y en Dirección y Administración Empresarial, UBA. Actualmente se desempeña como asesora para el diagnóstico

ambiental con la colaboración de grupos interdisciplinarios, participa en la gestión de tecnologías adecuadas para el monitoreo, el control, y la remediación ambiental, el desarrollo de sistemas de gestión ambiental, la conducción de inspecciones de campo y supervisión para establecer datos o niveles de contaminación, la realización de auditorías para evaluar el funcionamiento ambiental de actividades particulares y las evaluaciones de impacto ambiental para una amplia gama de proyectos.

Mónica Julia Gaillard

Licenciada en RRPP, Traductora Pública y profesora universitaria de inglés con formación de posgrado. Actualmente trabaja en Pan American Energy como responsable de Responsabilidad Corporativa. Se ha desempeñado como profesora adjunta de la materia Semiótica y profesora asociada en Planificación Estratégica de Campañas de Comunicación en la Carrera de Relaciones Públicas de la Universidad de Morón.

Alberto Francisco Andrade

Ingeniero mecánico; Ingeniero laboral; Especialista en Higiene y Seguridad Laboral. Realizó cursos de posgrado en Medio Ambiente y Sistemas de Gestión. Desde 1986 hasta 2006 fue jefe de Seguridad y Medio Ambiente en A-Evangelista S.A. Actualmente es auditor en la misma empresa. Además, es socio fundador de la Comisión de Higiene y Seguridad del COPIME y presidente de la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente del IAPG.

Eduardo Zapata

Abogado, UCA y Diplomado en Historia Política Argentina en la Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales (UCES). Actualmente es director de la Carrera Especialización en Estructura jurídico-económica de la regulación energética; director del Programa de Actualización en Regulación Energética (modalidad semipresencial) y profesor de la materia Derecho de la Energía, UBA, Maestría Interdisciplinaria en Energía. Asimismo, es presidente de la Comisión de Asuntos Legales del IAPG.

La coordinación de contenidos, revisión general y edición de este libro estuvo a cargo de: **Víctor Casalotti**, Director Técnico de Petróleo y Gas del IAPG.