

► 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 (gasol 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).

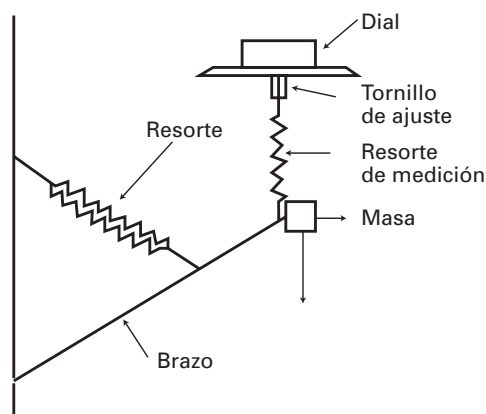
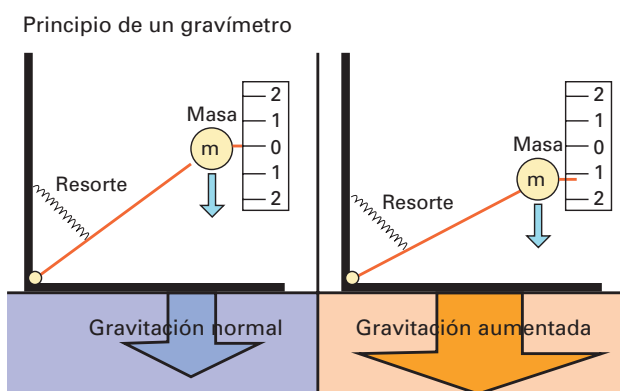


Figura 1. Esquema de un gravímetro.



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.

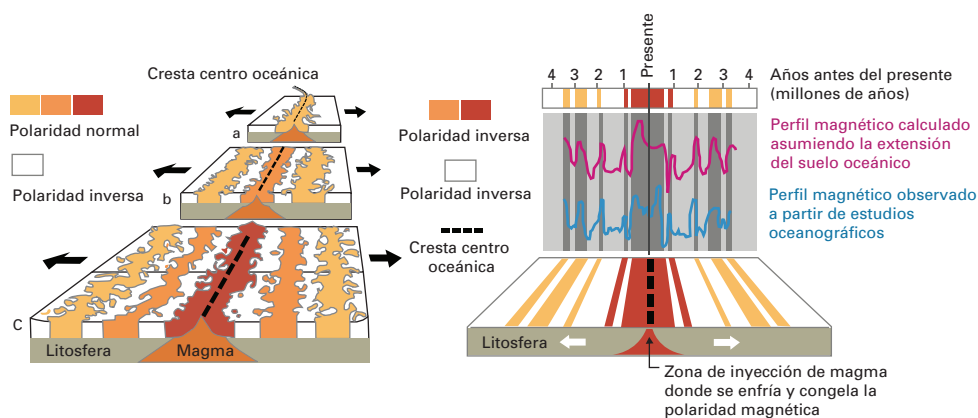


Figura 2. Cambios de polaridad en los fondos oceánicos.

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.

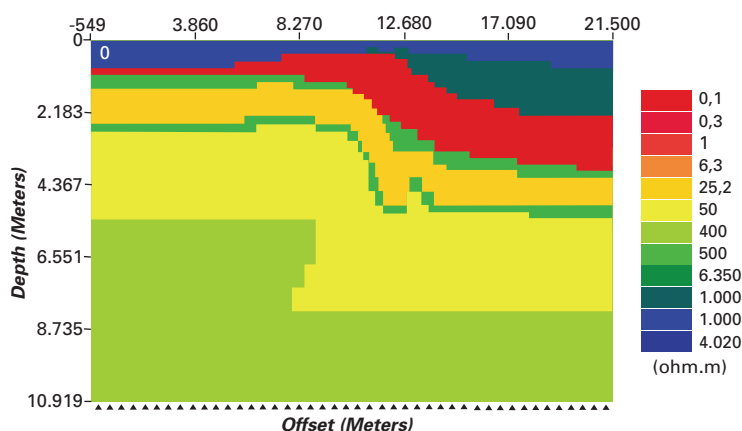


Figura 3. Ejemplo de un corte mostrando la estructura de una zona a partir de la interpretación de datos de magnetoteluria.

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).

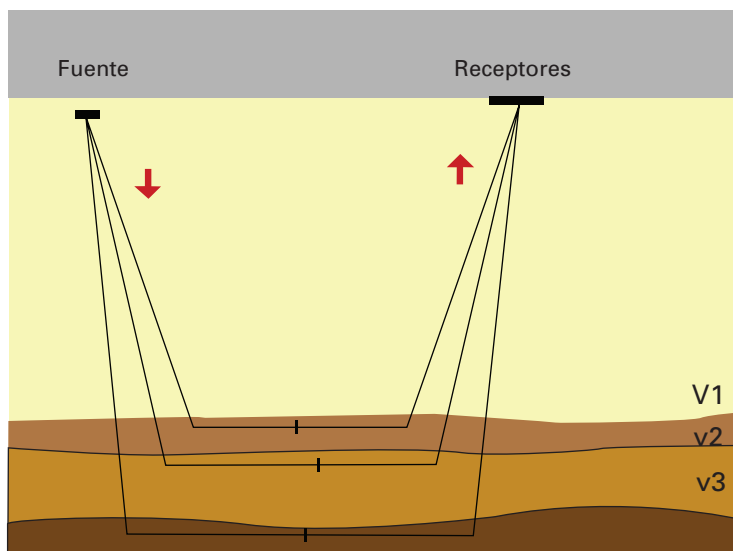


Figura 4. La sísmica de refracción utiliza los tiempos de primeras llegadas del sismograma que corresponden a las ondas refractadas críticamente en las distintas capas del subsuelo. Cada una de estas capas se distingue por su impedancia acústica y se la llama *refractor*. El resultado de este método 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

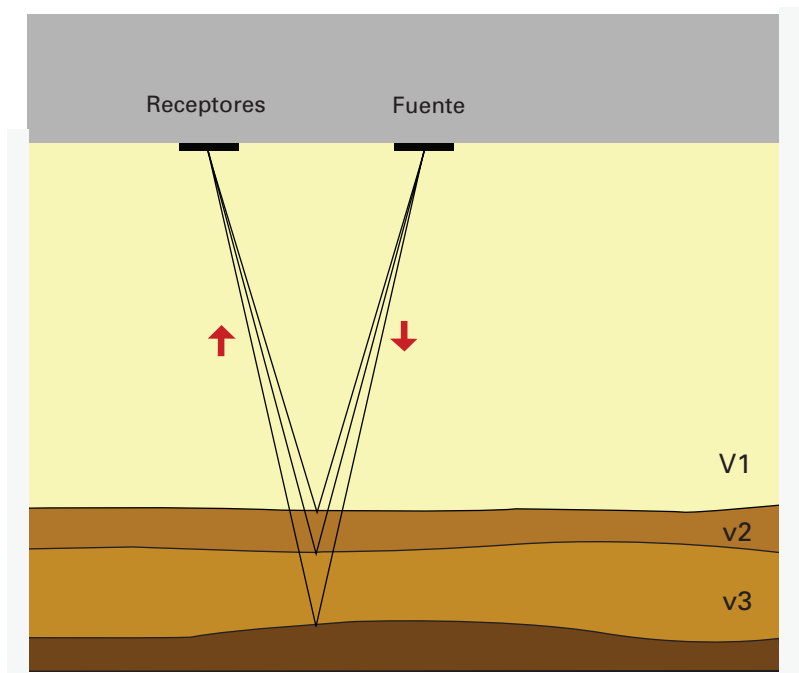


Figura 5. Esquema básico de la emisión y recepción de los rayos reflejados en las distintas capas reflectoras.

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.

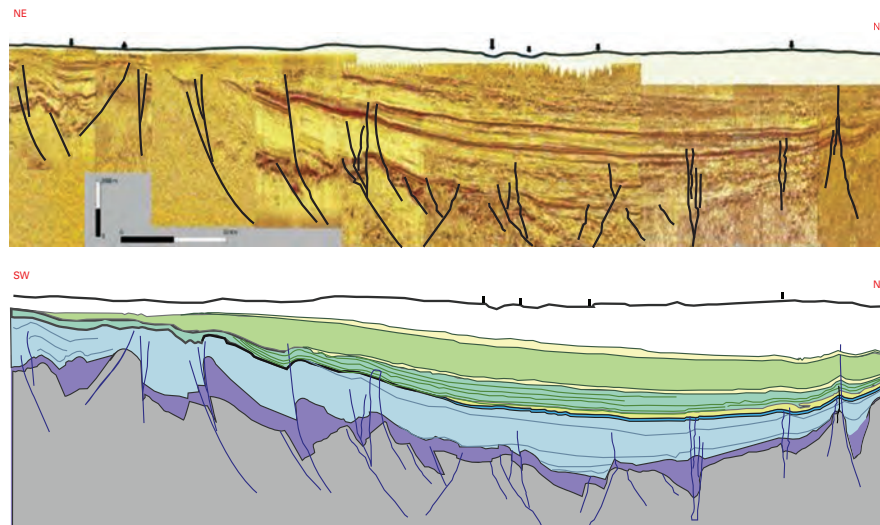


Figura 6. Línea sísmica 2D acompañada por una interpretación geológica regional.

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.

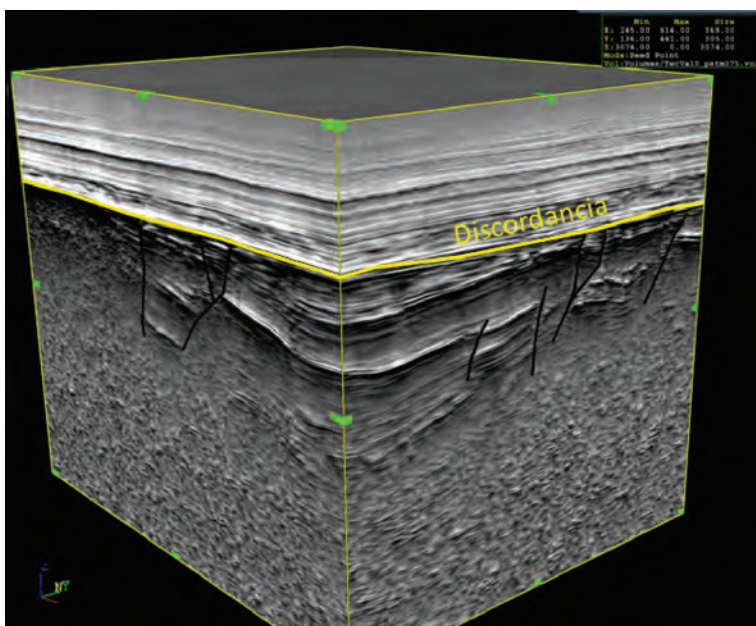


Figura 7. Cubo sísmico.

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.

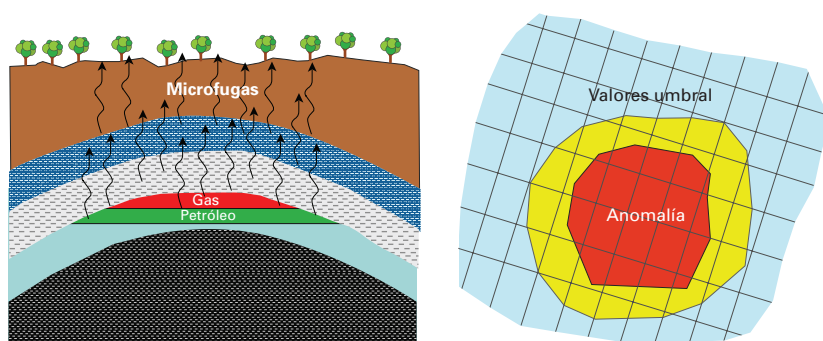


Figura 8. Ejemplo de anomalía geoquímica.

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:

- a) La resistencia al paso de la corriente de las rocas (resistividad).
- b) 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).

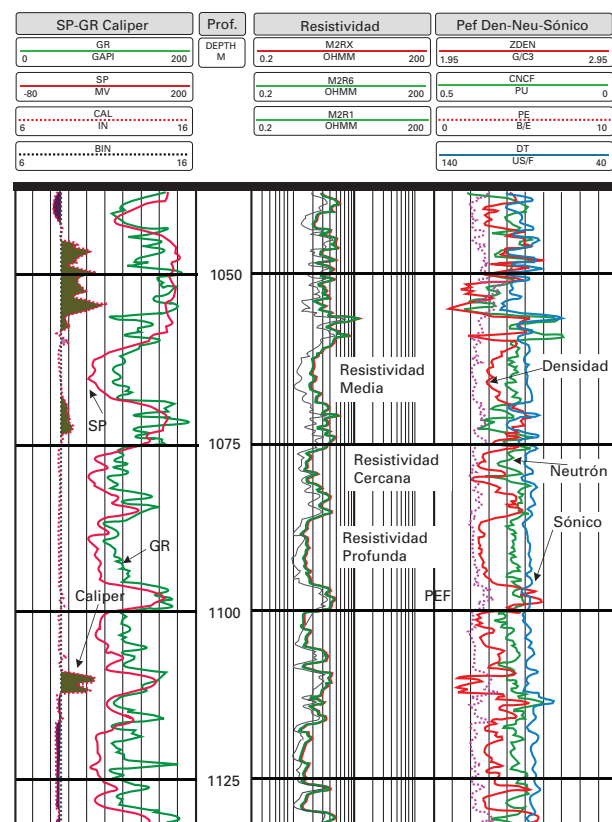


Figura 9. Perfil de pozo.

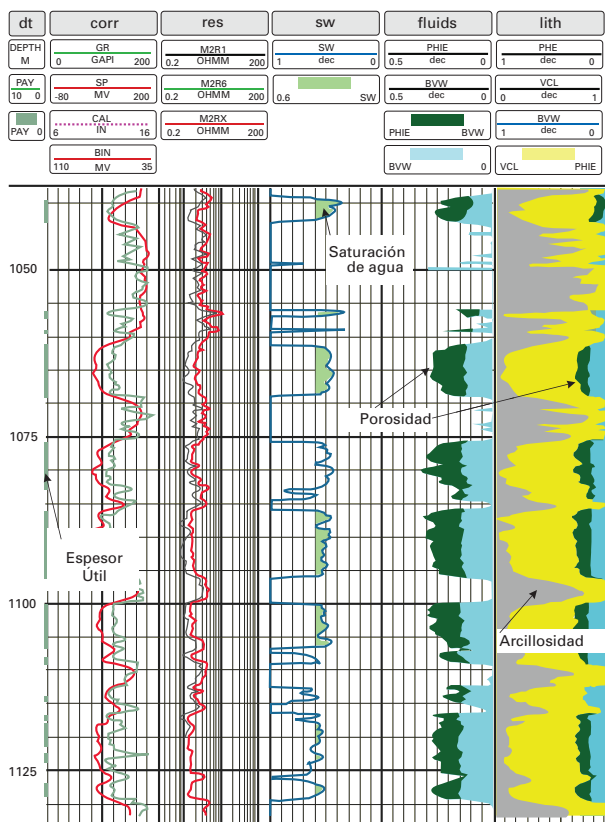
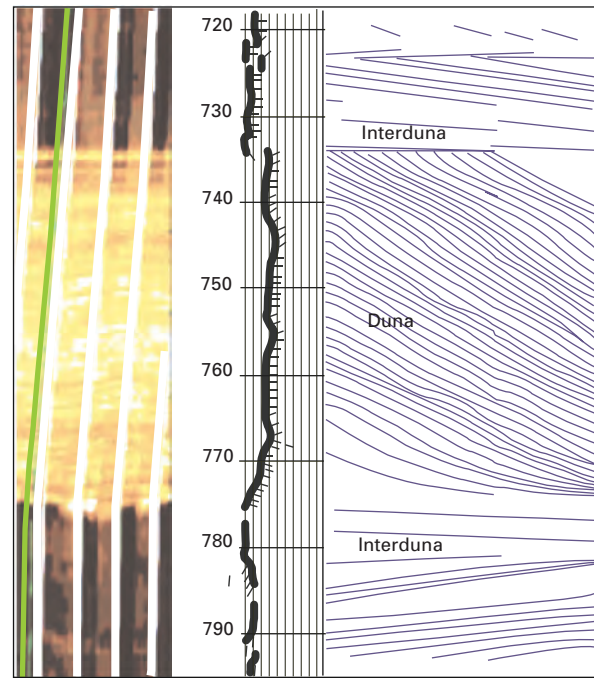


Figura 10. Perfil interpretado (se calcula arcillosidad-porosidad, saturación y espesor útil).



- 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 Po_{is}), 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.

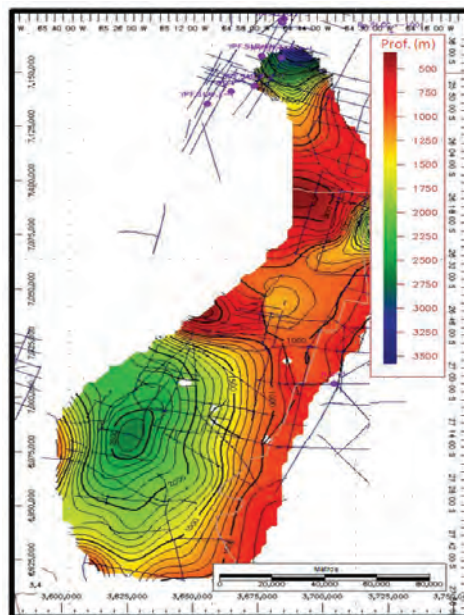


Figura 14. Mapa estructural en profundidad, basado en información sísmica.

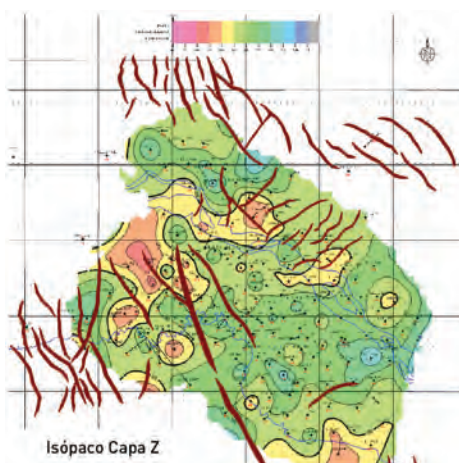


Figura 15. Mapa isopáquico.

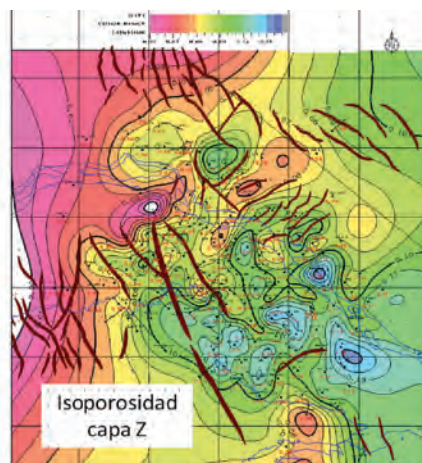


Figura 16. Mapa isoporosidad.

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-

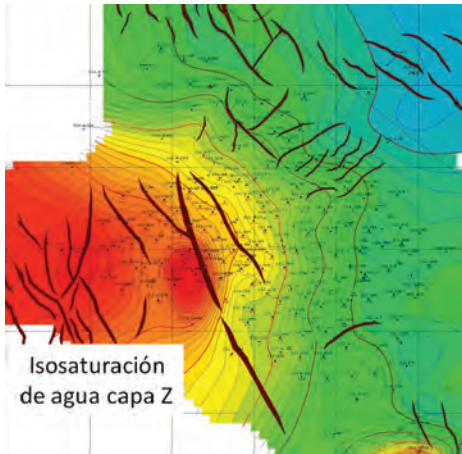


Figura 17. Mapa de isosaturación.

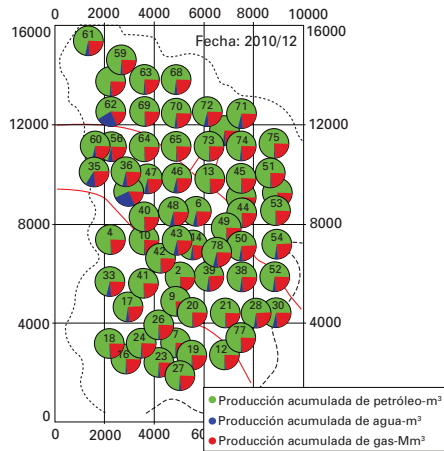


Figura 18. Mapa de producción de fluidos.

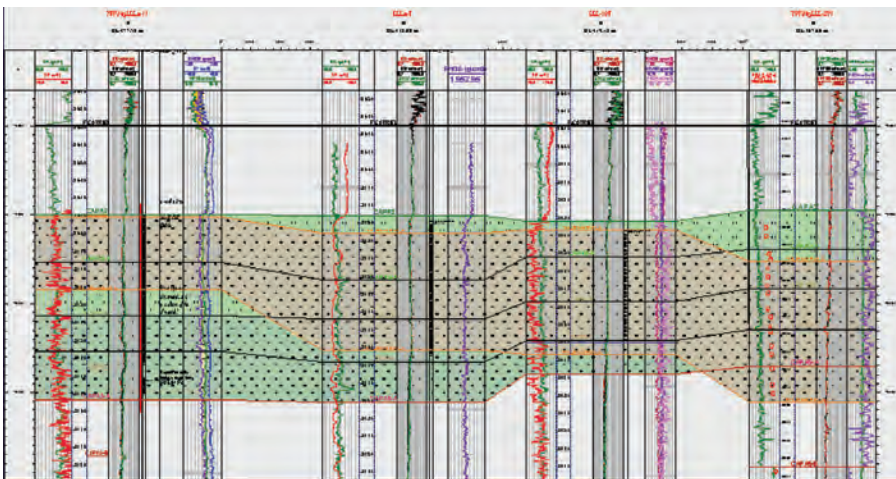


Figura 19. Corte de un yacimiento usando información de perfiles de pozo.

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:

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

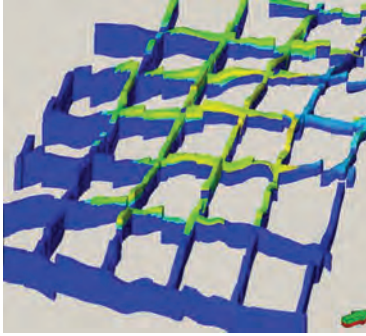


Figura 20. Modelo dinámico que muestra la distribución de fluidos en un momento dado.

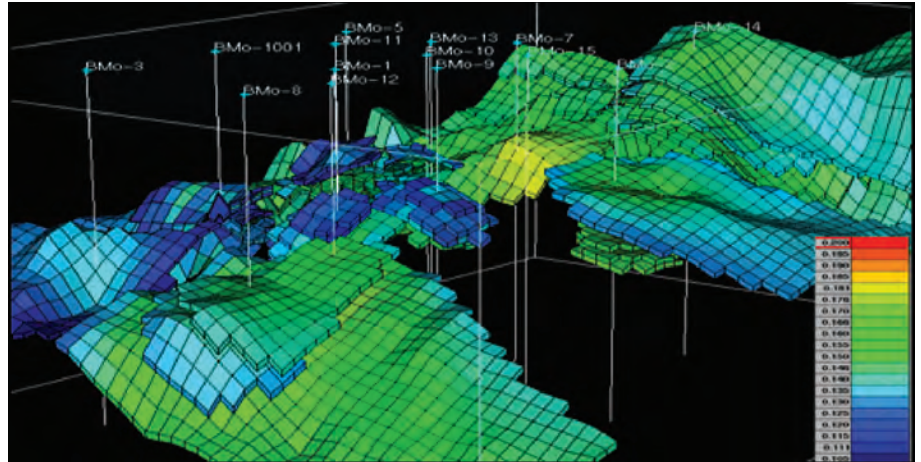


Figura 21. Modelo estático de reservorio.

- 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