



09

→

Producción

09 | Producción

Producción de petróleo

Finalizada la perforación y terminación (completación), el pozo se encuentra listo para empezar a producir, ya sea por surgencia natural o en forma artificial. El hecho de que lo haga de una u otra forma depende de una variada gama de circunstancias: la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, las pérdidas de presión en las proximidades del pozo y en los punzados o en la cañería, etc. Cuantas más dificultades encuentre el fluido en su camino a la superficie, mayores serán las posibilidades de que no surja, o de que lo haga en forma intermitente o a bajos caudales. En esos casos resulta necesario instalar equipos artificiales para posibilitar la producción. En la Argentina menos de un 10% de los pozos producen por surgencia natural.

Los fluidos de un yacimiento –petróleo, gas y agua– entran a los pozos impulsados por la presión a la que están confinados. Si la presión es suficiente, el pozo resultará “surgente”, ya que los fluidos vencerán todos los obstáculos, llegarán a superficie y el pozo producirá sin necesidad de ayuda. Si la presión sólo alcanza para que los fluidos llenen el pozo parcialmente o con un caudal insuficiente, se debe instalar algún sistema que permita elevar los líquidos a la superficie.

La surgencia natural es el método de producción más barato, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento, aunque no siempre es el más adecuado desde el punto de vista de la productividad. La surgencia se regula en la cabeza (boca) de pozo mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción elegido. Los volúmenes de los distintos fluidos producidos varían a medida que transcurre el tiempo. Como regla general, al disminuir la presión del reservorio la producción de petróleo cae, debiéndose recurrir, en esas circunstancias, a equi-



pos artificiales. Con la extracción artificial comienza la etapa más costosa de la explotación del yacimiento.

Las cañerías que se utilizan para producir un pozo, tanto por surgencia natural como por medios artificiales, son las mismas. Se las conoce por su nombre en inglés, *tubing*, y se bajan dentro del pozo en tramos de aproximadamente 9,45 m de longitud, unidos por rosca y cupla, utilizándose distintos diámetros, desde 1,66 a 4,5 pulgadas, según lo requiera el volumen de producción y lo permita la cañería de entubación, *casing*. En caso de que se quiera producir en forma independiente de dos o más horizontes, deberán instalarse dos o más *tubings*.

En los casos de surgencia natural, como ya se dijo, el fluido asciende por la tubería sin ayuda externa, utilizando la presión del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento no es suficiente se requiere instalar, en estas cañerías, equipos para la extracción artificial. Existen variados métodos de extracción artificial, algunos de los cuales se describen a continuación:

1. **Bombeo mecánico.** La bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo con un elemento especial.



→ Armadura de surgencias, comúnmente llamada "árbol de navidad".



La bomba es accionada por medio de una sarta de varillas, de 7,32 metros de longitud cada una, que le transmite el movimiento desde el “aparato de bombeo”. Éste consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de un sistema de biela-manivela que se acciona a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de entre 2 y 7,32 metros de largo con un diámetro interno de 1½ a 3¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. Este mecanismo se aloja en la parte inferior de la tubería o se enrosca en su extremo. El 80% de los pozos de extracción artificial en la Argentina utilizan este medio. Su limitación radica en la profundidad que pueden tener los pozos, y su desviación en el caso de pozos dirigidos; también en los volúmenes de fluido a producir.

2. **Bombeo hidráulico.** Una variante del sistema anterior es la utilización de bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido motriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este método no tiene las limitaciones que tiene el bombeo mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.
3. **Extracción con gas (*gas lift* - surgencia artificial).** Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección del gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladoras que abren y cierran el gas automáticamente.
4. **Pistón accionado a gas (*plunger lift*).** Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón. Es un método destinado a pozos de poca productividad.
5. **Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.** Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial, que lleva un cable adosado para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluido.
6. **Bomba de cavidad progresiva.** El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal

(rotor) que gira dentro de un alojamiento semiplástico y estático de igual geometría (estator). El efecto resultante de la rotación es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

En la Argentina, en enero de 2007, sobre un total de 19.900 pozos en extracción efectiva, 383 (1,92%) eran surgentes. En cuanto a sistemas artificiales, también sobre el mismo número de pozos, la distribución fue:

Sistema	Nº de pozos	%
Bombeo mecánico	13.671	70,05
Bombeo hidráulico	18	0,09
Bombeo electrosumergible	3.071	15,74
Gas lift	156	0,80
Bombeo por cavidades progresivas	2.463	12,62
Plunger lift	138	0,70
Total	19.517	100,00

La producción por pozo en el mundo tiene una amplia gama de variación. Algunos sondeos aportan unos pocos metros cúbicos y otros más de un millar por día. Comportamientos tan disímiles encuentran su explicación en las diferencias de diseño de los pozos y fundamentalmente en la distinta calidad de los reservorios involucrados (permeabilidad, espesor, viscosidad y presión). En la Argentina, el pozo promedio produce unos 8 m³ por día. Los valores más altos de productividad se encuentran en el Mar del Norte y en Arabia Saudita con producciones a veces superiores a los 1000 m³/día por pozo. En el otro extremo se encuentra Estados Unidos con una producción promedio inferior a los 2 m³/día por pozo. Es de destacar que la producción argentina, 102.223 m³/día para 2007, representa un 0,8% de la producción petrolera mundial, 12.917.000 m³/día.

Instalaciones de superficie

Cabe aquí realizar una breve descripción de la extremidad superior del pozo ubicada en la superficie, denominada comúnmente “cabezal” o “boca de pozo” y para el caso de los pozos surgentes, “árbol de navidad”. La boca de pozo involucra la conexión

→
Esquema de un pozo surgente terminado a pozo abierto

de las cañerías de subsuelo con las existentes en superficie que se dirigen a las instalaciones de producción. El “colgador de cañerías” y el “puente de producción” son los componentes principales de la “boca de pozo”. Cada una de las cañerías utilizadas en el pozo (guía, intermedias y de entubación o *casing*) debe estar equipada con un “colgador” para soportar el *tubing*. Este colgador va enroscado en el extremo superior de la cañería, y debe ser el adecuado para soportar a la cañería de menor diámetro.

Los fluidos producidos por el pozo son enviados a las baterías o estaciones colectoras a través de las cañerías enterradas de 2” a 4” de diámetro, denominadas cañerías de conducción. En las baterías se recibe la producción de varios sondeos. El material más común para estas líneas de conducción es el acero, aunque se utilizan cada vez con mayor frecuencia cañerías de PVC reforzado con fibra de vidrio, resistentes a la corrosión.

Si bien el número de pozos que concurre a una batería es variado y depende de muchas circunstancias, a efectos de dar un orden de magnitud, podría hablarse de entre 10 a 30 sondeos. En la batería, se separan los tres fluidos y éstos se transfieren a las diferentes plantas de tratamiento, donde gas y petróleo son puestos en especificación para la venta y el agua se acondiciona para su reinyección en el subsuelo, en pozos sumideros o en inyectores en operaciones de recuperación secundaria. En la batería se miden todos los días los volúmenes producidos de cada fluido, y en forma alternada se va realizando la misma medición a cada uno de los pozos (controles) de forma de conocer la producción de cada uno de ellos en un determinado período.

→

Estado de pozos. Mes por Cuenca. Datos de diciembre de 2007

Cuenca	Surgencia natural	Bombeo mecánico	Bombeo hidráulico	Electro sumergible	Gas lift	Cavidad progresiva	Plunger Lift	Total extracción efectiva
Austral	50	186	0	56	40		3	335
Cuyana	5	481	0	458	0	8	0	952
Golfo San Jorge	16	9.422	13	1.266	4	1.556	7	12.283
Neuquina	280	3.566	1	1.291	99	899	125	6.261
Noroeste	32	16	4	0	13	0	3	68
Total	383	13.671	18	3.071	156	2.463	138	19.899

Producción de gas

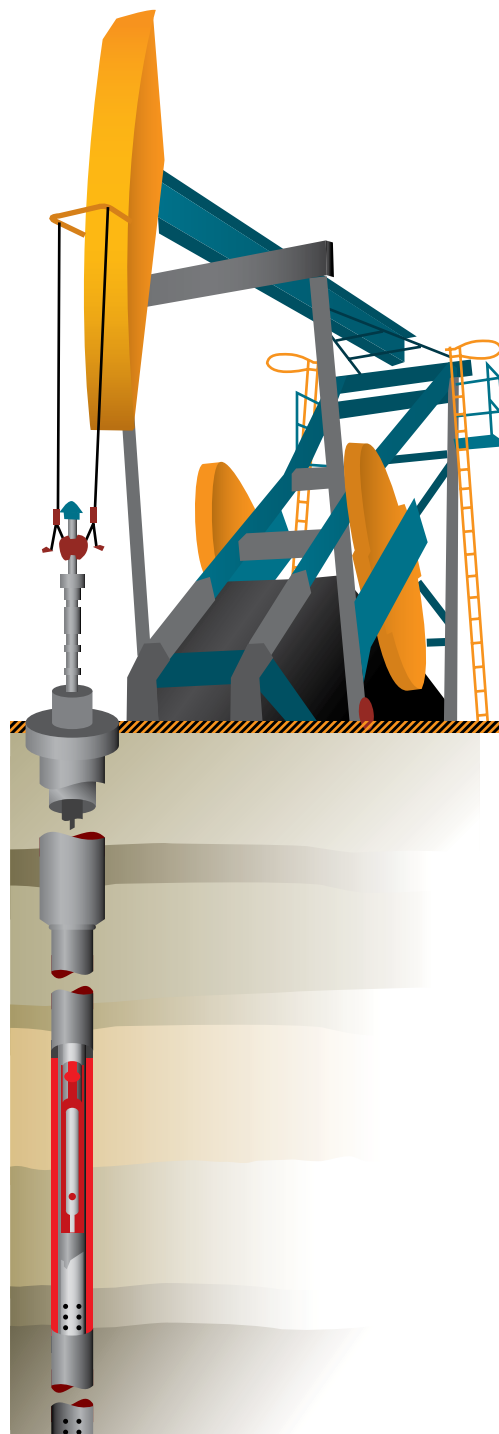
Todos los pozos producen gas, a veces asociado con petróleo (pozos petrolíferos) y otras veces libre (pozos gasíferos). Asimismo, el gas no asociado al petróleo (gas libre) puede y suele contener líquido en superficie; este fluido que en fondo estaba en fase gaseosa recibe el nombre de condensado. En los yacimientos gasíferos, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de los líquidos, y el manejo y control de la producción de gas. Una vez producida la separación primaria, el gas libre y el gas asociado siguen el mismo camino y se dirigen a las plantas de tratamiento, ayudados por compresores cuando la presión no es suficiente. El condensado suele mezclarse con el petróleo y seguir el mismo camino que éste.

Reservorios. Energía natural y métodos para mejorar la recuperación de petróleo

Los párrafos anteriores relataron lo que sucede con los fluidos una vez que éstos salen del reservorio. Se tratarán a continuación algunos aspectos relacionados con el movimiento del hidrocarburo en el reservorio.

Los yacimientos de petróleo tienen diferentes “empujes” naturales que definen su comportamiento al descomprimirse. Pueden actuar solos o combinados y son:

- 1. Expansión del petróleo, del agua intersticial y compactación de la formación.** Este mecanismo es importante cuando el petróleo aún no comenzó a liberar gas. El petróleo que se va es reemplazado por la expansión del petróleo que queda, por la expansión del agua intersticial (habitualmente menos importante) y por la compactación de la formación que fuerza al petróleo a salir. La recuperación a esperar por este mecanismo suele ser baja, ya que los tres elementos suelen ser poco compresibles; está entre 3 y 7%.
- 2. Empuje por gas disuelto (*disolved-gas drive*).** En este caso la fuerza propulsora es la expansión del gas que va liberando el petróleo (el mecanismo debería llamarse: expansión del gas que se libera). La recuperación es mayor que en el caso anterior (entre 14 y 20%) ya que el gas es mucho más expansible que los otros tres elementos, pero sigue siendo baja como



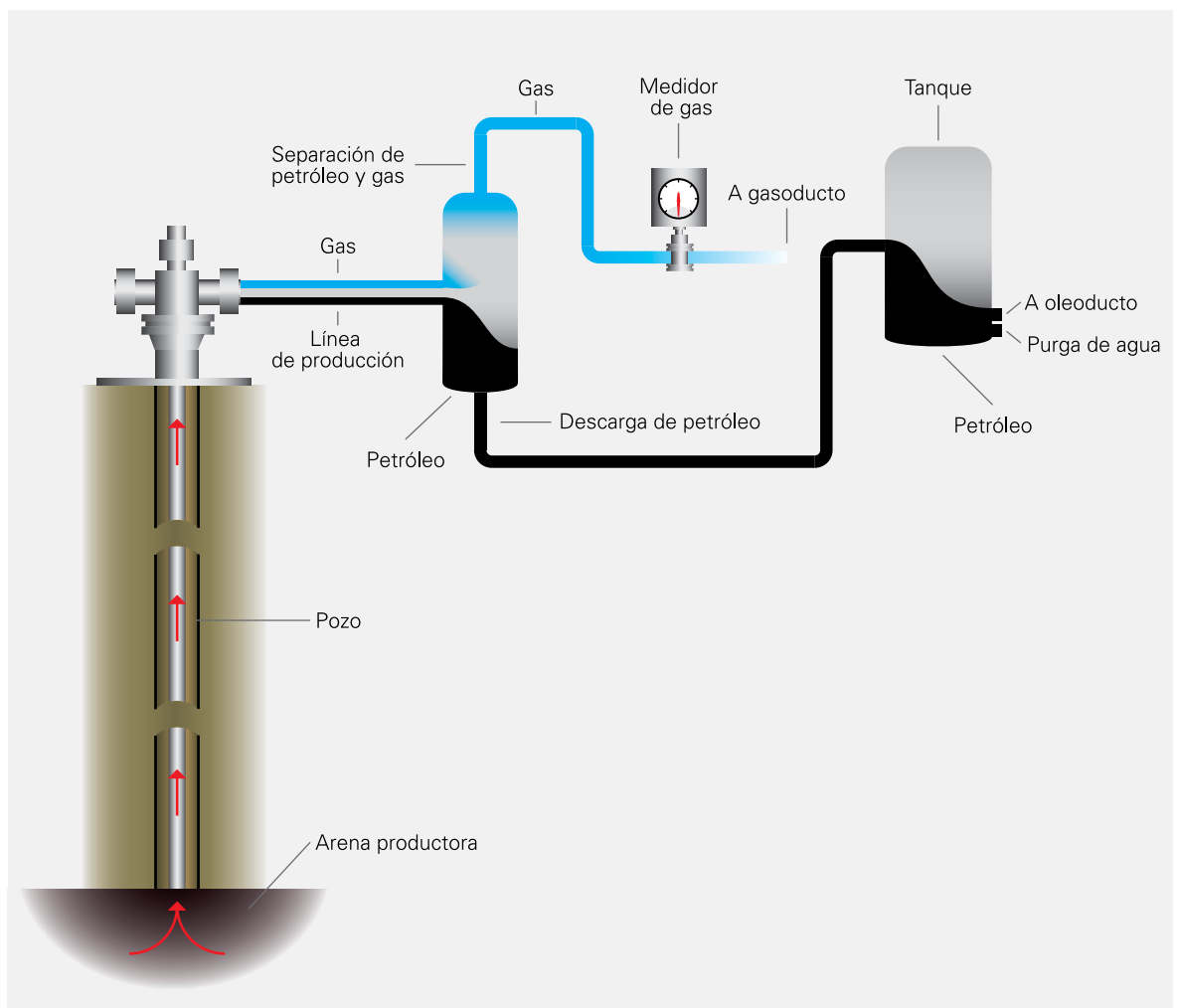
→ Con la extracción artificial comienza la fase más costosa de la explotación de un yacimiento

consecuencia de lo poco que permanece el gas en formación, debido a su gran movilidad.

3. Empuje del casquete gasífero (*gas-cap drive*). Se manifiesta cuando existe un volumen de gas acumulado en formación por encima de la zona con petróleo. Al disminuir la presión, el casquete se expande y empuja el petróleo hacia los pozos. Si se evita producir la fuente de energía (el gas), la recuperación puede llegar al 30 o 35%.

4. Empuje hidráulico (*water drive*). Es la fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento. El acuífero ubicado por debajo de la zona con petróleo empujará el petróleo ya sea por hallarse alimentado

→
Esquema de producción de petróleo y/o gas.



o por su propia expansión, en el caso de tener un volumen suficiente. La recuperación en un yacimiento con empuje hidráulico explotado racionalmente puede llegar al 60%.

5. Segregación gravitacional. Al comienzo de la explotación este mecanismo se manifiesta muy poco, ya que predominan las fuerzas de impulsión (viscosas). Pero cuando éstas pierden importancia, por haber caído la presión, el gas puede “escapar” hacia la parte alta de la estructura, produciéndose un contraflujo del petróleo hacia los pozos ubicados en la parte inferior de la estructura. Cuando las condiciones son propicias (alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del crudo para escurrir, etc.) se pueden obtener recuperaciones muy altas pero en tiempos prolongados.

6. Imbibición. Es el mecanismo por el cual, en rocas hidrófilas y debido a fenómenos capilares, el agua entra en zonas de menor permeabilidad desplazando al petróleo hacia zonas más permeables. Es sobre todo importante en yacimientos fisurados o estratificados con alto contraste de permeabilidad.



Cuando la recuperación por mecanismos primarios (recuperación primaria) es poco satisfactoria, resulta común aplicar algunos métodos asistidos de recuperación: el más común es la inyección de agua en determinados pozos denominados “inyectores”, con el objeto de desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento, que conservan el carácter de “pozos productores”. Este proceso se denomina recuperación secundaria (por haber aparecido cronológicamente luego de la recuperación primaria). Es aplicable desde comienzos de la explotación para mantener la presión, o bien bastante tiempo después de iniciada aquélla.

El agua a inyectar puede ser el agua producida por los pozos de petróleo o puede obtenerse de fuentes cercanas (ríos, lagos, napas del subsuelo, etc.). En todos los casos debe ser “compatible” con el agua de la formación productiva, y debe ser convenientemente tratada a los efectos de evitar daños a la formación, como así también al sistema de cañerías de inyección y a los pozos inyectores.

La inyección de gas seco es conceptualmente similar a la inyección de agua.

Además de la recuperación secundaria vía inyección de agua o de gas, se suelen aplicar otros métodos llamados de recuperación terciaria o mejorada, tales como inyección de dióxido de carbono (CO_2), solventes, polímeros, o métodos térmicos como la inyección de vapor (cíclica o continua) o la combustión *in situ*. Los altos precios del crudo estimulan la aplicación de métodos de recuperación mejorada o terciaria, dado que los mismos requieren grandes inversiones.

En los yacimientos de gas los empujes naturales son la expansión del gas y el empuje hidráulico. En este caso, debido a su alta compresibilidad, la expansión del propio gas resulta un mecanismo muy eficiente, llegándose a recuperaciones que se ubican entre el 70 y 90%, superiores por lo general a las obtenidas con empuje hidráulico. La recuperación asistida más común es el “*cycling*”, que consiste en inyectar gas seco de forma de evitar la condensación de los hidrocarburos líquidos o de vaporizar los que ya hubiesen condensado.

→
Formas de empuje

