

PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS

Autor:

Juan Pedro Azcona

Fuente:

www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml

Indice

| | |
|--|----|
| 1. Producción Petrolera..... | 3 |
| 2. Accesorios de Superficie..... | 10 |
| 3. Reactivación de pozos de baja productividad..... | 10 |
| 4. Métodos para mejorar la recuperación de petróleo..... | 11 |
| 5. Conducción del petróleo crudo..... | 12 |
| 6. Gas..... | 14 |
| 7. Almacenamiento del Petróleo y el Gas..... | 14 |

1. Producción Petrolera

Luego de haber realizado la perforación, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

Los fluidos de un yacimiento –petróleo, gas, agua- entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo resultará "surgente": produce sin necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir: el pozo está ahogado. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

Los yacimientos tienen tres tipos principales de "empujes naturales", a saber:

- a. Empuje por gas disuelto (dissolved-gas drive). La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La recuperación final suele ser inferior al 20%.
- b. Empuje de una capa de gas (gas-cap drive). Cuando el gas acumulado sobre el petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La recuperación de un campo con capa de gas es del 40/50%.
- c. Empuje hidrostático (water drive). La fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo. La recuperación en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

El mecanismo de surgencia natural es el más económico, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento. Los controles de la producción se realizan en la superficie por medio del llamado "árbol de Navidad", compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad. La surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.

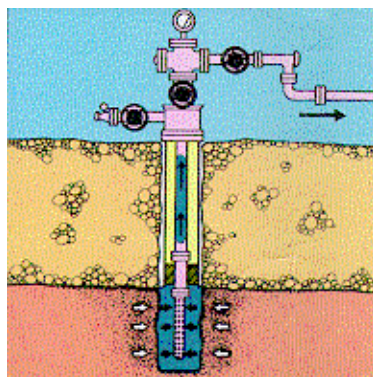


Fig. 1- Esquema de pozo surgente

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Con la extracción artificial comienza la fase más costosa u onerosa de la explotación del yacimiento. Tanto para producir un pozo por surgencia natural como por medios artificiales se emplean las mismas tuberías de producción (tubing), en tramos de apróx. 9,45 m. de longitud, unidos por rosca y cupla, y en distintos diámetros, desde 1,66 a 4,5 pulgadas según lo requiera el volumen de producción.

Entre los métodos de extracción artificial se cuentan los siguientes:

- a. El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400 a 2.500 m. de profundidad, es el de la bomba de profundidad: consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m. de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. El 80% de los pozos de extracción artificial en la Argentina utilizan este medio. El costo promedio de este equipo asciende a U\$S 70.000 aproximadamente.
- b. Extracción con gas o Gas Lift. Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.
- c. Bombeo con accionar hidráulico. Una variante también muy utilizada consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.
- d. 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.
- e. 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 fluidos.
- f. Bomba de cavidad progresiva. El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.



Fig. 2- El bombeo mecánico es el medio de extracción artificial más usado en Argentina.

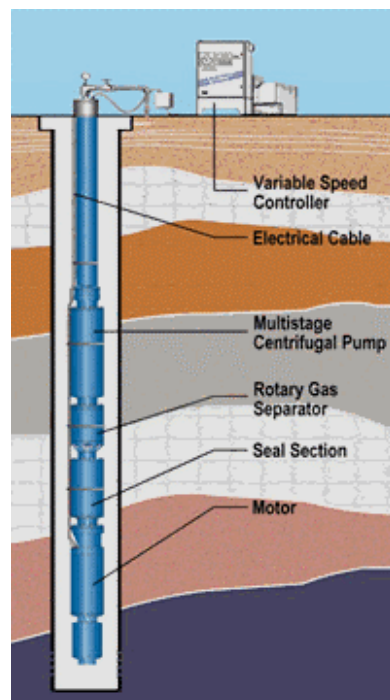


Fig. 3- Bombeo electrosumergible

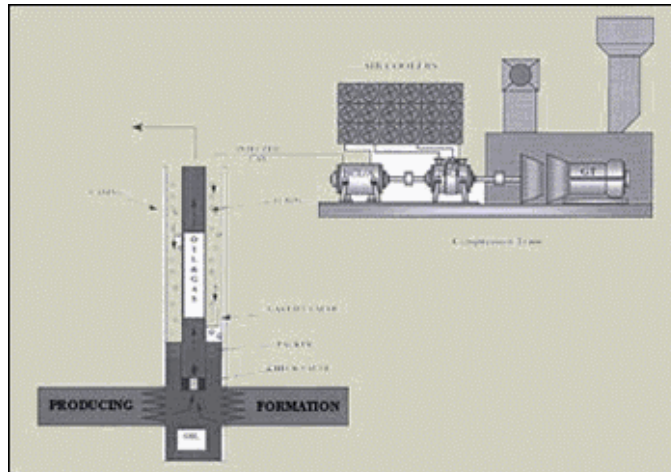


Fig. 4.- Gas Lift consiste en inyectar gas dentro del pozo en el espacio entre el casing y el tubing

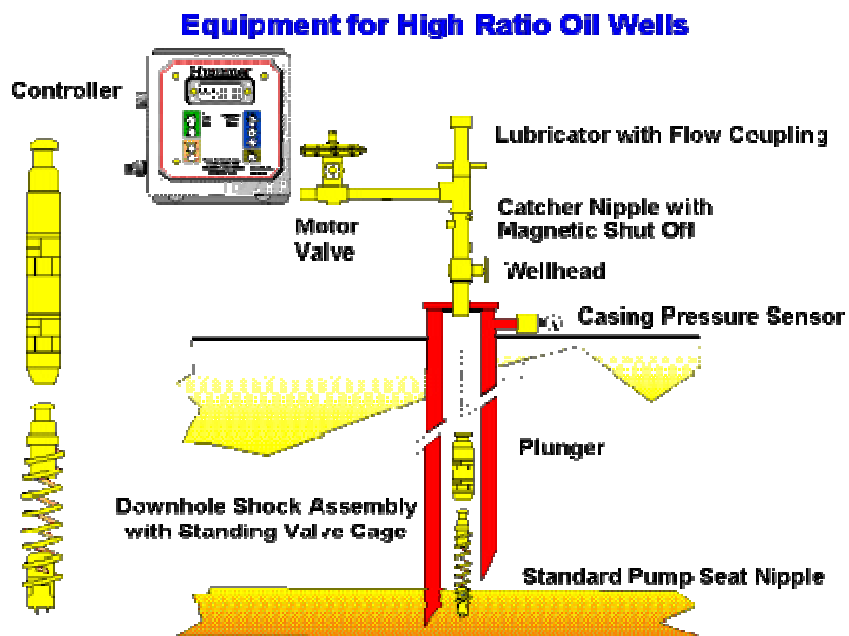


Fig. 5- Esquema de Plunger Lift

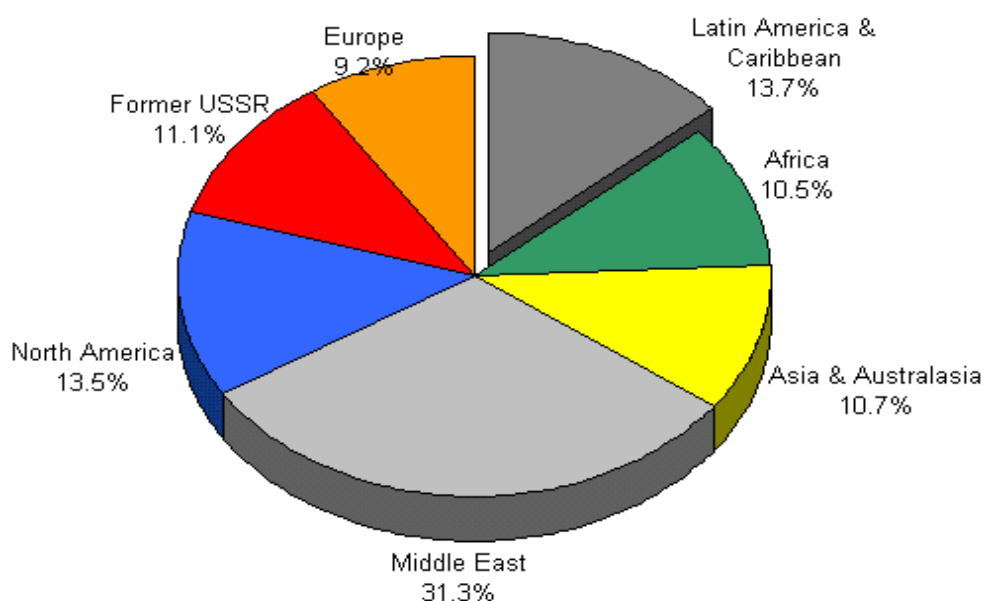
En la Argentina, en enero de 1999, sobre un total de 13.984 pozos en extracción efectiva, 387 (2,8%) fueron surgentes. En cuanto a procedimientos artificiales, la distribución fue la siguiente:

| Sistema | Nº de pozos | Porcentaje |
|----------------------------------|-------------|------------|
| Bombeo mecánico | 11.295 | 80,8 |
| Gas Lift | 259 | 1,8 |
| Bombeo hidráulico | 204 | 1,5 |
| Plunger Lift | 225 | 1,6 |
| Bombeo electrosumergible | 941 | 6,7 |
| Bombeo por cavidades progresivas | 673 | 4,8 |

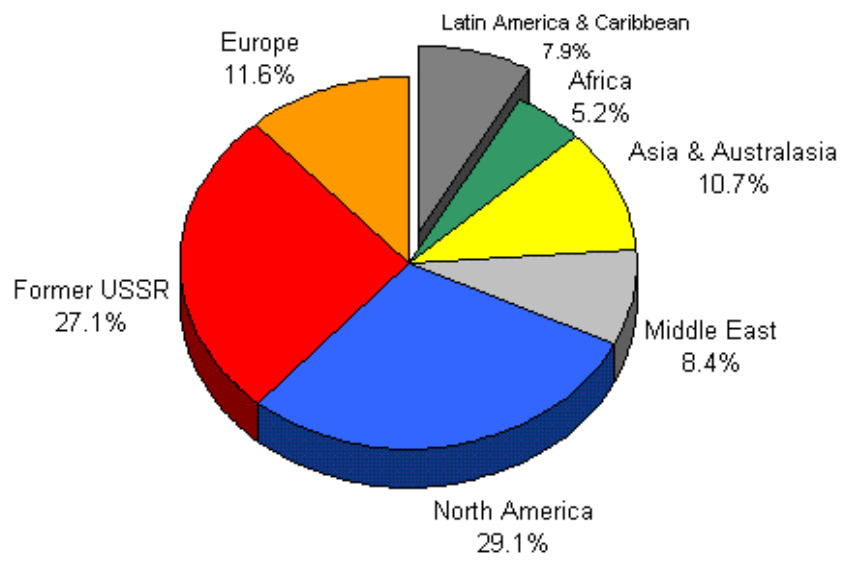
La producción en el mundo varía enormemente según los pozos: algunas aportan unos pocos metros cúbicos y otros más de un millar por día, lo que se debe a factores tan diversos como el volumen de hidrocarburos almacenado en el espacio poral de las rocas reservorio hasta la extensión misma de las capas o estratos productivos. En la Argentina, el pozo promedio produce 9,4 m³/día (59 barriles/día). El valor más alto de productividad se tiene en Arabia Saudita con una producción promedio de 1828,5 m³/día (11.500 barriles/día) por pozo. En el otro extremo se encuentra Estados Unidos con una productividad promedio por pozo de 6,4 m³/día (40 barriles por día).

| Productividad media por pozo | | |
|------------------------------|--------------|---------------------|
| País | barriles/día | m ³ /día |
| Estados Unidos | 40 | 6,4 |
| Argentina | 59 | 9,4 |
| Venezuela | 200 | 31,8 |
| Indonesia | 210 | 33,4 |
| Gabón | 700 | 111,3 |
| Argelia | 700 | 111,3 |
| Ecuador | 1.000 | 159,0 |
| Libia | 1.700 | 270,3 |
| Nigeria | 1.750 | 278,3 |
| Qatar | 2.000 | 318,0 |
| Kuwait | 4.000 | 636,0 |
| Irak | 7.500 | 1192,5 |
| Irán | 9.500 | 1510,5 |
| Arabia Saudita | 11.500 | 1828,5 |

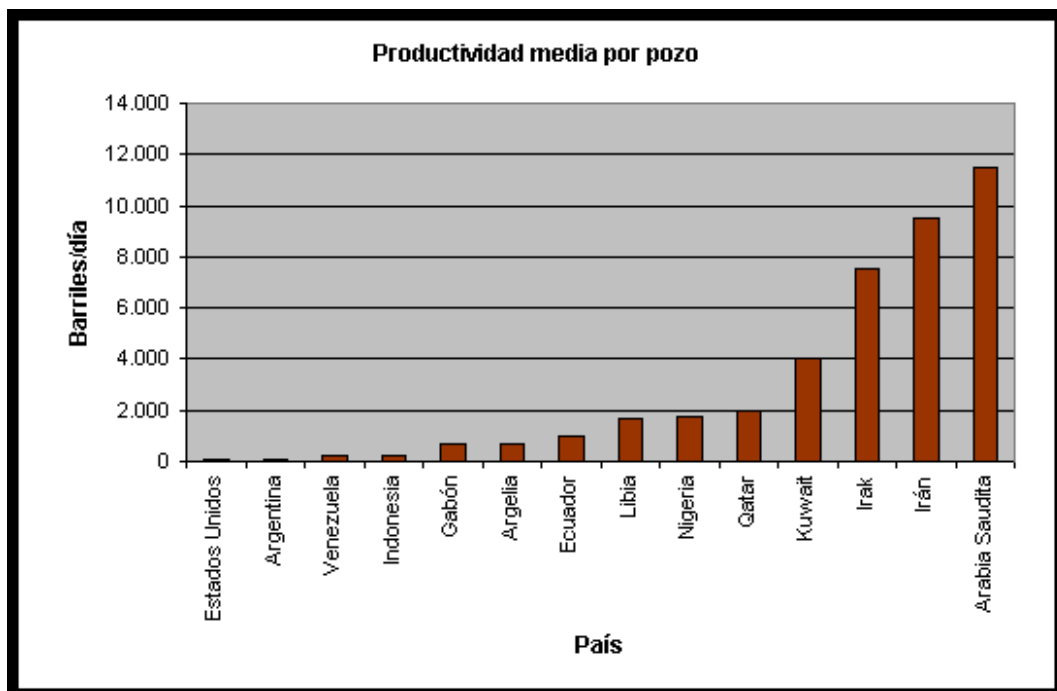
La producción argentina en el año 2000 alcanzó los 122.500 m³/día aproximadamente, según OLADE, representando un 1,1% de la producción petrolera mundial (11.169.750 m³/día) y un 8% de la producción de Latinoamérica y el Caribe (1.530.255,75 m³/día). En cuanto a la producción de gas natural, Argentina alcanzó en el año 2000 un total de 44.800 10⁶ m³, representando un 1,8% de la producción total mundial (2.487.342 10⁶ m³) y un 22,8% de la producción que se tiene en Latinoamérica y el Caribe (196.500 10⁶ m³).



Producción Mundial de Petróleo. 2000.



Producción Mundial de Gas Natural. 2000.



2. Accesorios de Superficie

Cabe aquí realizar una breve descripción del extremo del pozo en la superficie, denominado comúnmente "cabezal" o "boca de pozo" y para el caso de pozos surgentes "árbol de Navidad". La boca de pozo involucra la conexión de las cañerías de subsuelo con las de 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, casing, intermedia) debe estar equipada con un "colgador" para soportar el tubing. Este colgador va enroscado en la 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 recibidos en la superficie en un "puente de producción", que constituye el primer punto elemental del control de la misma. Este puente no sólo está equipado con los elementos necesarios para la producción de petróleo, junto con el gas y el agua asociados, sino también para la captación del gas que se produce por el espacio anular entre la tubería y el revestidor.

3. Reactivación de pozos de baja productividad

En la Cuenca del Golfo San Jorge, la más antigua y de menor productividad del país, se están llevando a cabo pruebas piloto para reactivar pozos de baja profundidad. Para ello se está aplicando el sistema Born Lift, que puede asemejarse a un aljibe, en tanto consiste en un carretel de cinta accionado por un pequeño motor eléctrico, el que sumerge hasta el nivel de producción un tubo flexible ('manguerote'), de una extensión aproximada de 6 metros, con una válvula en su extremo. Al contactar el petróleo, la válvula se abre por presión y da ingreso al hidrocarburo, que llena el tubo flexible; luego el carretel enrolla la cinta y trae consigo el tubo flexible, que hace las veces de recipiente del petróleo. El sistema está diseñado para mantener los niveles hidrostáticos de petróleo y agua dentro del diámetro interior del pozo durante el proceso de lifting, por lo que el petróleo fluye más libremente y permite extraer sólo petróleo, dejando el agua en su lugar.

Este sistema fue creado especialmente para operar pozos de baja productividad (hasta 10 barriles por día) y pocos profundos (no más de 900 metros). El costo promedio de este equipo está en el orden de los U\$S 20.000, bastante inferior al de los equipos normalmente utilizados (por ejemplo, bombeo mecánico).

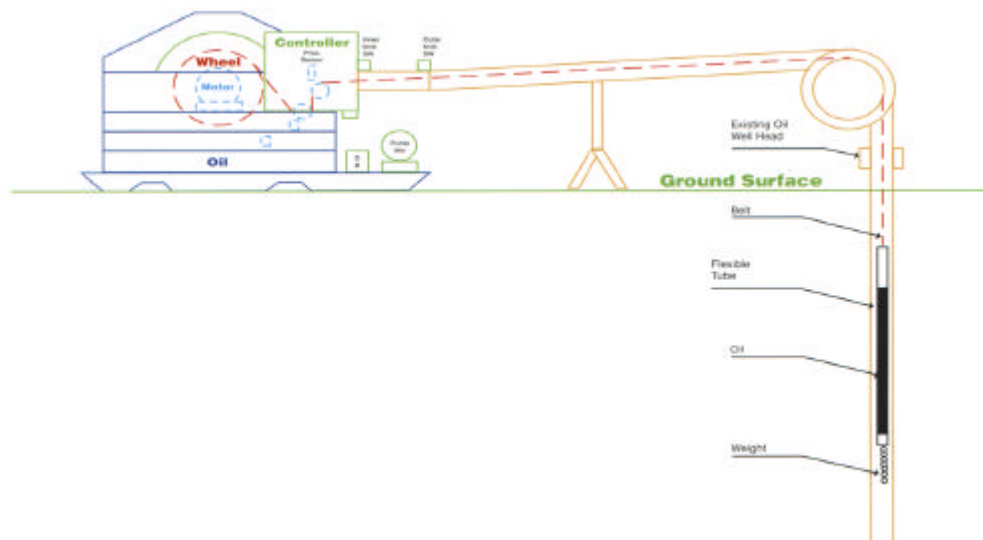


Fig. 6– Esquema del sistema Born Lift

En cuanto a las pruebas efectuadas en la cuenca del Golfo San Jorge, las mismas se han llevado a cabo en el pozo 881, el que tiene una profundidad de 280 metros y se realizan cinco carreras por hora, llevando la producción diaria entre 1y 1,5 m³; es claro que se trata de un pozo de baja productividad, comparado con el promedio de los pozos de la región, que es de 4 m³ diarios. Un equipo similar se utiliza en el histórico pozo 4, que ha sido reactivado en mayo del 2001, después de dos décadas de inactividad; el mismo ha producido 215 m³ entre mayo y octubre último, conservando aún su producción primaria.

4. Métodos para mejorar la recuperación de petróleo.

Hasta aquí se ha tratado la extracción de petróleo en su fase de "recuperación primaria", es decir, aquella que se efectúa en función de la energía existente en el yacimiento, acudiendo en algunos casos a métodos artificiales. Dicha fase permite obtener entre un 15% y un 35% del petróleo in situ. Si se trata de petróleos viscosos, la extracción puede ser inferior al 10%.

Es común aplicar algunos medios para mejorar los valores de recuperación, por ejemplo la inyección de gas o 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 "productores". Esto se llama "recuperación secundaria".

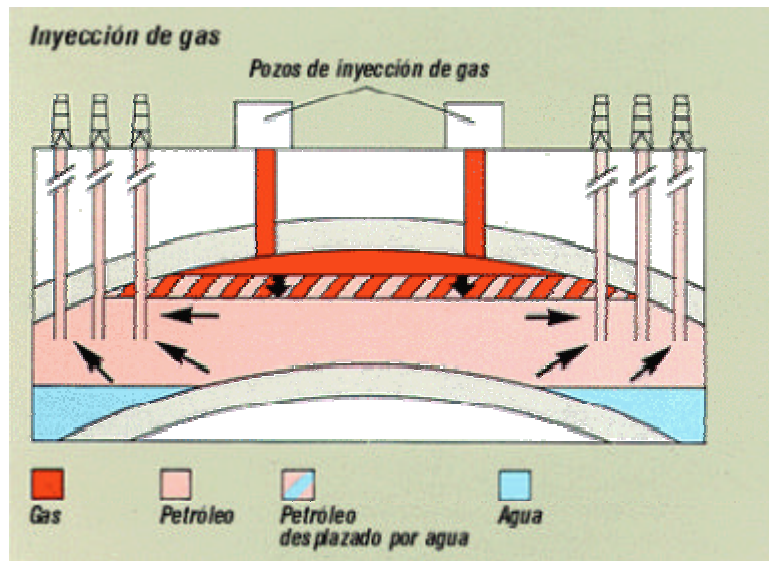


Fig. 4- En algunos casos, los índices de producción de petróleo pueden mejorarse inyectando agua o gas comprimido en el yacimiento.

Existen varias razones por las cuales se realiza la recuperación secundaria:

- ?? Conservacionista: para evitar el desperdicio de la energía natural del yacimiento;
- ?? Económica: para recuperar volúmenes adicionales de petróleo, llamados también reservas adicionales o secundarias;
- ?? Técnica: para reponer y mantener la presión del yacimiento.

En lo que hace a la inyección de gas cabe destacar, por ser pionero, el proyecto PIGAP (de inyección de gas a alta presión), el cual inyecta gas a una presión de $632,7 \text{ Kg/cm}^2$ en el yacimiento Carito en el norte de Monagas (Venezuela), valor de presión nunca antes manejado en el mundo.

Además de la recuperación secundaria, se suelen aplicar otros métodos llamados de recuperación terciaria o mejorada, tales como la inyección de anhídrido carbónico (CO_2), solventes, de polímeros, o métodos térmicos tales como la inyección de vapor, o de combustión in situ. Atendiendo a su costo elevado, esta fase se lleva a cabo cuando los precios del crudo la vuelven económicamente factible.

5. Conducción del petróleo crudo.

El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos hasta baterías o estaciones colectoras a través de cañerías enterradas de entre 2 y 4 pulgadas de diámetro. El material más común para estas líneas de conducción es el acero, aunque se utilizan cada vez más cañerías de PVC reforzado con fibra de vidrio, resistentes a la corrosión.

La batería recibe la producción de un determinado número de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular. En el caso de petróleos viscosos, también se efectúa su calentamiento para facilitar su bombeo a plantas de tratamiento.

Más específicamente, en el propio yacimiento, el petróleo crudo sufre algunos tratamientos:

a. Separación de gases:

Cuatro gases que se encuentran disueltos a presión en el crudo, se separan con facilidad.

1. El Metano (CH_4) y el Etano (C_2H_6), componen el gas seco, así llamado porque no se licua por compresión. El gas seco se utiliza como combustible en el yacimiento o se inyecta en los gasoductos, mezclándolo con el gas natural.
2. El Propano (C_3H_8) y el Butano (C_4H_{10}), constituyen el gas húmedo que se licua por compresión. El gas líquido se envasa en cilindros de acero de 42-45 Kg. La apertura de la válvula, que los recoloca a presión atmosférica, lo reconvierte en gas.

b. Deshidratación:

Al llegar el crudo producido por los pozos, por lo general está acompañado por agua de formación, sales contenidas en el agua, sólidos en distintos tipos y tamaños y otros contaminantes peligrosos y corrosivos. Ante esta situación es necesario separar los sólidos del crudo y proceder a deshidratarlo, es decir se elimina el agua y sal que naturalmente contiene el petróleo en formación, o el agua que producen otras capas. Este proceso se realiza en la Planta Deshidratadora. El hecho de acondicionar el crudo se realiza por una exigencia tanto de los transportadores, ya sea en barcos o en oleoductos, como de las refinerías, que es su destino final. Dentro de estas exigencias se establece que el petróleo no contenga un porcentaje de agua e impurezas mayor al 1% y un máximo de 100 gramos de sales por cada metro cúbico de producto.

El petróleo, una vez separado de los sedimentos, agua y gas asociados, se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

6. Gas

Para el caso de captación de gas de pozos exclusivamente gasíferos, gas libre pero no necesariamente seco, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas, normalmente a mayor presión que el petróleo. A continuación seguirá el mismo proceso que el gas asociado ya separado.

El movimiento del gas a plantas y/o refinerías se realiza a través de gasoductos, bombeándolo mediante compresores.

Métodos de extracción artificial y recuperación secundaria en el área Entre Lomas. El área Entre Lomas se localiza en la Cuenca Neuquina (Provincia de Neuquén y Río Negro) abarcando una superficie de 74.057 hectáreas. Dentro de sus límites, existen varios yacimientos de petróleo y gas.

La gran profundidad a que se encuentran los reservorios, la abundante presencia de gas asociado y la existencia de arena de fractura en los fluidos producidos, llevó a elegir como sistema de extracción al denominado Gas-Lift, motivo por el cual, oportunamente se debieron diseñar, montar y poner en marcha 29 motocompresoras que totalizan 29.000 HP de potencia, asegurando así los 2.000.000 de metros cúbicos diarios de gas de alta presión, requeridos por el yacimiento. En su momento, este sistema se constituyó en el más grande de la República Argentina y uno de los más importantes de Sudamérica.

Así como en condiciones originales favorecían la instalación del sistema Gas-Lift, con el correr del tiempo se fueron produciendo situaciones condicionadas por grandes caudales de agua, por zonas alejadas y por el progresivo agotamiento del reservorio.

De allí entonces que se debieron implementar sistemas más tradicionales de extracción como el Bombeo Mecánico y el Bombeo Electrosumergible.

Para mejorar la recuperación final de las reservas, en agosto de 1975, el área Entre Lomas inició la operación de Recuperación Secundaria en uno de sus yacimientos, posteriormente, el proyecto se extendió a otros yacimientos del área.

El promedio diario de producción para el ejercicio 1999, fue de aproximadamente 1.600m³ diarios de petróleo y 1.150.000m³ de gas.

7. Almacenamiento del Petróleo y el Gas

La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, su distribución y su utilización es evidente en la medida en que se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular de las industrias y de los consumidores.

Ahora bien, la industria del petróleo como la del gas, están sometidas a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas

naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Los Tanques de Producción y Almacenamiento

Los tanques pueden ser clasificados según su forma de construcción, o su uso –para producción o almacenamiento–, y finalmente por el tipo de líquido que van a contener.

En los tanques de producción se produce la primera recolección y el primer procesamiento de separación. Este primer paso en la manipulación, previo al envío a la refinería o a un sistema de procesamiento de gas, se da en una batería de tanques o batería colectora localizada cerca del cabezal del pozo, o en un lugar donde es tratada la producción de varios pozos a la vez. Una batería tipo cuenta con: colector para la entrada de 30 pozos, separador de gas, calentadores, tanques de producción general (160 m³) y de control (40 m³), bombas, caudalímetros, separadores de líquidos, etc.

En este primer juego de tanques y separadores, el petróleo crudo, el agua y el gas natural fluyen y son separados.



Fig. 5 – Batería Colectora

Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento y manipulación de grandes volúmenes de petróleo y gas, y son generalmente más grandes y considerados como más permanentes. El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que actúa como un pulmón entre producción y/o transporte para absorber las variaciones de consumo.

El almacenaje de líquidos tales como petróleo, nafta, fuel oil, diesel oil, kerosene u otros derivados petroquímicos que se pueden conservar a presión y temperatura

ambiente, se efectúa normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo abovedado, esférico o elipsoidal, y algunas veces flotante, a fin de evitar la acumulación de gases inflamables dentro de los mismos, que pueden o no tener incorporado algún sistema de calefacción.

Para la construcción de los mismos se emplean láminas de acero de distintos espesores conforme su posición relativa en la estructura del tanque. Estas piezas se sueldan entre sí de acuerdo a normas de construcción que garantizan la integridad y posterior funcionamiento del almacenaje. Los tanques soldados están diseñados para soportar presiones internas del orden de 0,175^a 0,350 Kg/cm² y se han construido de hasta 240000 m³ de capacidad. A efectos de prever el daño que pudiera ocasionar la rotura o rebalse de los mismos, se construye un dique de contención alrededor de cada tanque instalado en el sitio.

Cuando se trata del almacenamiento de gases licuados u otros derivados que deben conservarse a presión y temperatura distintas a la atmosférica normal, la construcción, como así también los materiales a emplear, requieren para cada caso de un prolijo estudio técnico. Por ejemplo el almacenaje de gas natural licuado (GNL) requiere una temperatura de -160°C y el de gas licuado de petróleo (GLP-propano/butano), una temperatura que debe mantenerse dentro de los -42°C a -12°C .

Para el caso en que se pueda almacenar el producto a presión atmosférica (propano/butano) pero de baja temperatura de burbujeo (-42°C) se utilizan tanques cilíndricos de fondo plano, refrigerados, con una doble envolvente (pared), doble fondo (en algunos casos), aislamiento externa, y deben estar soportados por una estructura flexible que absorba las variaciones de tamaño generadas por llenado, vaciado y eventuales cambios de la temperatura. Además del dique de contención mencionado para los tanques en general, en algunos casos también se rodea el tanque de una pared de concreto de similar altura.

El almacenamiento subterráneo de gas natural es ideal para abastecer el consumo en días de carga máxima. El gas es almacenado durante los meses de verano cuando la demanda es baja, y luego extraído durante los meses de invierno.

La infraestructura de los almacenamientos exige elevadas inversiones económicas.