

## **CAPITULO III**

# **MECANISMOS DE IMPULSION DE LOS RESERVORIOS**

## MECANISMOS DE EMPUJE NATURAL O PRIMARIO RESERVORIOS DE PETROLEO

### RESERVORIOS CON IMPULSION POR GAS EN SOLUCIÓN

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado ***Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos***. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo.

En un reservorio de Empuje por Gas en Solución, este mecanismo predomina por sobre uno de capa de gas o Empuje por Agua. La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como ***Empuje por Expansión de Fluidos***.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.

Arps desarrolló una ecuación para estimar la eficiencia de la recuperación para reservorios que se encuentran con una presión igual a la presión del punto de burbuja y declinan hasta la presión de abandono:

$$\% RE = 41.815 \left( \frac{\phi \cdot (1 - S_w)}{B_{ob}} \right)^{0.1611} \cdot \left( \frac{K}{\mu} \right)^{0.0979} \cdot S_w^{0.3722} \cdot \left( \frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

donde :

% RE = Eficiencia de recuperación, porcentaje

$\phi$  = porosidad, fracción.

$S_w$  = saturación de agua connata, fracción.

$B_{ob}$  = FVF al punto de burbuja, b/STB.

$K$  = permeabilidad promedio de la formación, Darcys.

$\mu$  = viscosidad del petróleo al punto de burbuja, Cp.

$P_b$  = presión al punto de burbuja, psig.

$P_a$  = presión de abandono, psig.

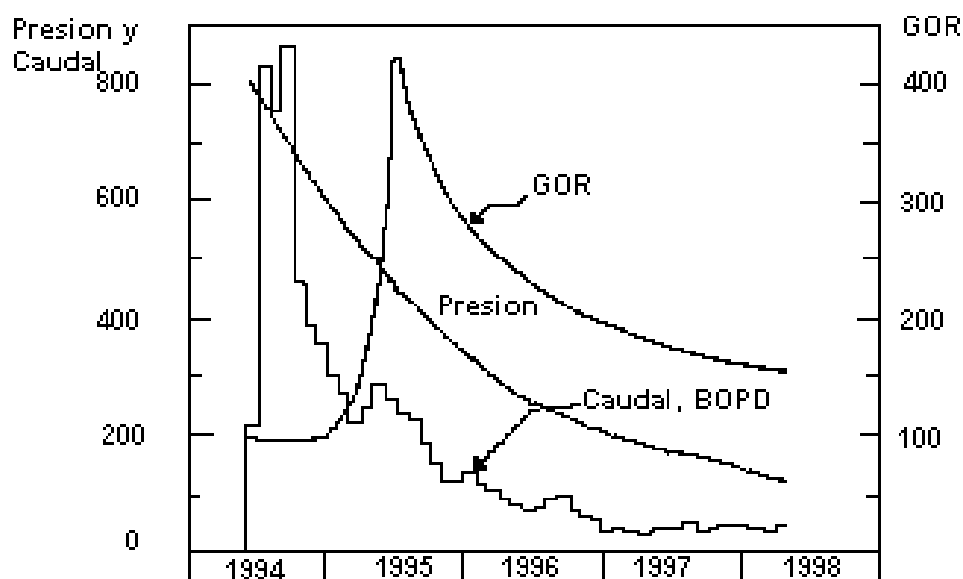
Esta ecuación fue derivada de un estudio estadístico de 67 reservorios de arenisca y 13 reservorios de carbonato y es aplicable solo para reservorios donde el empuje por gas en solución es el único mecanismo de recuperación. Si la presión inicial del reservorio es mayor que la presión de burbuja, entonces se debe adicionar a la recuperación obtenida por la ecuación mostrada, la cantidad de petróleo producido por expansión líquida desde la presión inicial hasta la presión del punto de burbuja.

La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja, donde el petróleo es producido por la expansión del fluido líquido en el reservorio cuando se reduce la presión, esta normalmente en el rango de 1 a 3%. Sobre el punto de burbuja, la compresibilidad del petróleo es baja, tal como  $5 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ , lo cual quiere decir que el petróleo posee una expansión volumétrica pequeña, y la producción de petróleo de este reservorio (undersaturated) resultará en una rápida declinación de la presión.

La recuperación de petróleo para el mecanismo de gas en solución, es decir cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja, usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

Los métodos que han sido desarrollados para predecir la recuperación de petróleo incluyen el método de Muskat, diversas variaciones del método de Tarner, balance de materiales por diferencias finitas, técnicas estadísticas y Simulación Numérica.

RESERVORIOS DE GAS DISUELTO	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Declina continuamente
GOR de superficie	El GOR es fijo hasta que presión del reservorio alcance la presión del punto de burbuja. Por debajo de la presión del punto de burbuja, el GOR se eleva hasta un máximo y después cae
Producción de agua	Ninguna o insignificante.
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo desde etapas iniciales. En el Perú es usual el sistema denominado Bombeo Mecánico (BM) y Gas Lift (GL).
Proceso del Mecanismo	Cuando el reservorio esta a una presión por encima de la presión de punto de burbuja, impera el mecanismo de expansión de fluidos con baja eficiencia de recuperación (1% a 3%). Para una presión del reservorio por debajo del punto de burbuja, el gas sale de solución y el reservorio tiene dos fases (gas libre y petróleo) generándose un mecanismo por el arrastre que genera el gas sobre el petróleo, en su viaje hacia superficie.
Recuperación esperada	5 al 30 % del OOIP
Presencia en el Perú	Noroeste, en formaciones Verdún, Echino, Ostrea, Mogollón, Basal Salina.



DATOS DE PRODUCCION - RESERVORIO DE GAS DISUELTO

## RESERVORIOS CON IMPULSION POR AGUA

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando **Intrusión o Influjo** lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La Intrusión ocurre debido a:

- (a) Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.
- (b) El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo esta en contacto con agua proveniente de la superficie.

La eficiencia de recuperación para reservorios por empuje de agua esta en el rango de 10 a 75 %. Arps desarrolló una ecuación para la eficiencia de la recuperación sobre la base de datos estadísticos:

$$\% RE = 54.898 \left( \frac{\phi \cdot (1 - S_w)}{B_{oi}} \right)^{0.0422} \cdot \left( \frac{K \cdot \mu_w}{\mu_o} \right)^{0.077} \cdot S_w^{-0.1903} \cdot \left( \frac{P_i}{P_a} \right)^{0.2159}$$

donde :

RE = Eficiencia de recuperación, porcentaje

$\phi$  = porosidad, fracción.

$S_w$  = saturación de agua connata, fracción.

$B_{oi}$  = FVF inicial, bl/STB.

K = permeabilidad promedio de la formación, Darcys.

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo a condición inicial, Cp.

$\mu_w$  = viscosidad del agua a condición inicial, Cp.

$P_i$  = presión inicial del reservorio, psig.

$P_a$  = presión de abandono, psig.

Esta ecuación ha sido desarrollada exclusivamente para reservorios con empuje por agua y no debe ser usada para procesos de inyección de agua.

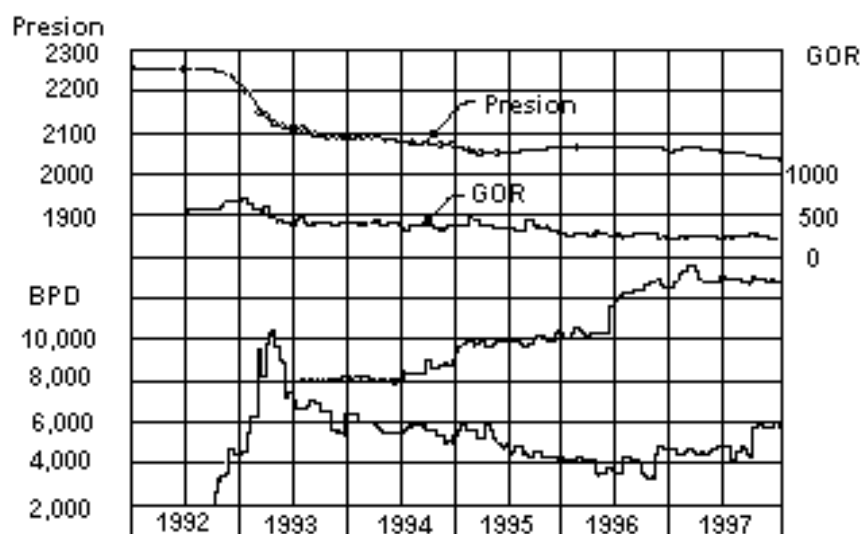
Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

- (a) **Reservorios por empuje de fondo**, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.
- (b) **Reservorios por empuje lateral**, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

- (a) El hidrocarburo (petróleo o gas) está rodeado por agua.
- (b) Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md).
- (c) A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.
- (d) El método de balance de materiales es el mejor indicador.

Entre los métodos para estimar la recuperación se tiene: Buckley-Leverett, la técnica de Dykstra-Parsons, el método de Stiles, Balance de Materiales, Correlaciones y Simulación Numérica. Para estimar el influjo tenemos las teorías de Van-Everdingen y Fetkovich.



PRODUCCION EN UN RESERVORIO DE EMPUJE POR AGUA

RESERVORIOS DE IMPULSION POR AGUA	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
<b>Presión del Reservorio</b>	Permanece alta, dependiendo del tamaño del acuífero y del soporte de presión por el influjo de agua.
<b>GOR de superficie</b>	Permanece bajo y se mantiene casi constante, hasta que la presión del reservorio decline por debajo de la presión de burbuja.
<b>Producción de agua</b>	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables. La rapidez del incremento depende si es empuje de fondo o empuje lateral o fenómenos (coning o fingering). Los costos de la disposición del agua pueden ser altos, dependiendo del medio ambiente en el cual se desarrolla la actividad.
<b>Comportamiento del pozo</b>	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva. Por aspectos económicos se instala BES desde el inicio en la mayoría de los casos.
<b>Fuente de energía</b>	Proporcionada por la entrada de agua, desde un acuífero conectado hacia la zona de petróleo.
<b>Tamaño de la Fuente</b>	Generalmente la zona con agua (acuífero) es mucho mas grande que la zona de petróleo. Si se estima un radio de acuífero mayor a 10 veces el radio de la zona de petróleo, se espera un completo soporte de presión. Si se estima un radio de acuífero menor a 10 veces el radio de la zona de petróleo, se debería esperar un soporte parcial de presión.
<b>Tipos de acuífero</b>	Acuífero de fondo y acuífero lateral.
<b>Proceso del mecanismo</b>	Como resultado de la producción, el agua del acuífero se expande y se mueve para reemplazar el petróleo producido y mantener la presión.
<b>Factor de Recuperación</b>	Entre 20% a 60%.
<b>Presencia en el Perú</b>	Selva Norte, en formaciones Vivian, Chonta, Cushabatay, Agua Caliente, Basal Terciario.

## RESERVORIOS CON IMPULSION POR CAPA DE GAS

Para este tipo de reservorios se considera que **la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja**. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas, el petróleo esta manteniendo la máxima cantidad de gas en solución.

A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo.

La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

Las características de reservorio que originan que la expansión de una capa de gas recupere mas petróleo son:

- (a) Baja viscosidad del petróleo.
- (b) Alta gravedad API del petróleo.
- (c) Alta permeabilidad de la formación.
- (d) Alto relieve estructural.
- (e) Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materiales.

<b>RESERVORIOS DE CAPA DE GAS</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>TENDENCIA</b>
<b>Presión del Reservorio</b>	Declina suave y continuamente. El nivel de soporte de presión depende del tamaño de la capa de gas.
<b>GOR de superficie</b>	Se eleva continuamente en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura.
<b>Producción de agua</b>	Ninguna o insignificante.
<b>Comportamiento del pozo</b>	A medida que la presión se reduce como consecuencia de la producción de petróleo, la capa de gas se expande. Largo tiempo de vida fluyente, dependiendo del tamaño de la capa.
<b>Recuperación esperada</b>	20 al 40 % del OOIP
<b>Presencia en el Perú</b>	Noroeste, en formaciones que presentan características de fluidos y geológicas para este tipo de impulsión.

## RESERVORIOS BAJO SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

En un reservorio de empuje por segregación, **el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical.** Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado **drenaje gravitacional** ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento. En este caso **el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este.** En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

La segregación gravitacional ocurre en reservorios que tienen un alto relieve vertical, buena comunicación vertical y donde existan fluidos de baja viscosidad.

Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80 %.

Las características de producción que indican la ocurrencia de un drenaje gravitacional o segregación son las siguientes:

- (a) Variaciones del GOR con la estructura.
- (b) Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativas gas/petróleo.
- (c) Aparente tendencia al mantenimiento de presión.

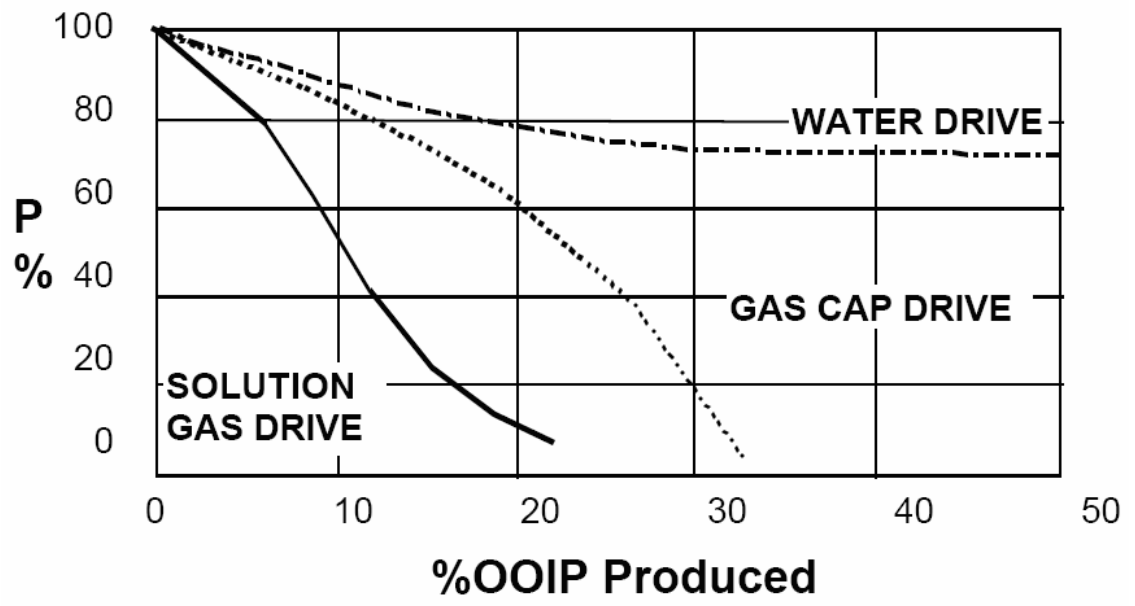
## RESERVORIOS CON APOYO DE COMPACTACIÓN

La producción de fluidos de un reservorio, incrementará la diferencia entre la presión de sobrecarga (Overburden) y la presión del poro, lo que originará una reducción del volumen poroso del reservorio y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa solo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos reservorios que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados. Aunque el empuje por compactación incrementará la recuperación de petróleo, la compactación de la formación puede causar problemas tales como colapso al casing y reducir la productividad de los pozos debido a la reducción de la permeabilidad.

En la mayoría de las cuencas sedimentarias, ***el gradiente de sobrecarga es aproximadamente de 1 psi por pie de profundidad.*** Parte de este peso es soportado por los granos de la roca y el resto es soportado por el fluido dentro del espacio poroso.

La porción de la sobrecarga sostenida por los granos de la roca es denominada presión de la matriz o del grano. ***En regiones con presiones normales, el gradiente de presión del fluido se encuentra entre 0.433 a 0.465 psi por pie de profundidad.*** Por lo tanto la presión del grano incrementará normalmente con la profundidad a una tasa de aproximadamente 0.54 a 0.56 psi por pie.



## FENÓMENOS DURANTE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

La fuerza de un empuje por agua, es decir la tasa a la cual el flujo de agua ingresa al reservorio de petróleo sujeto a un empuje de agua, está gobernado por:

- (a) Diferencia de presión entre el reservorio y el acuífero,
- (b) Tamaño del acuífero,
- (c) Permeabilidad del reservorio y del acuífero,
- (d) Espesor del reservorio abierto al agua
- (e) Si empuje es de fondo o lateral.

Si la extracción del reservorio es mayor a la tasa a la cual el agua puede entrar, la presión del reservorio declinará. Por otro lado, excesivas tasas de extracción de pozos individuales o áreas de baja permeabilidad, causarán excesiva caída de presión entre el reservorio y los pozos, creando grandes sumideros de presión en estos pozos.

En una arena uniforme, los sumideros de presión causados por las altas tasas de extracción pueden resultar en un cono de agua (**Coning**) hacia el intervalo de completación.

En una arena estratificada, altas tasa de extracción de fluidos puede resultar en la canalización (**Fingering**) del agua a lo largo de las arenas de alta permeabilidad y hacia los pozos, aún a pesar que los pozos estén completados sobre el contacto agua – petróleo (WOC).

Cuando un Fingering o Coning ha alcanzado el intervalo de completación, tiende a convertirse en estable y persistir en una producción de agua continua debido a que la permeabilidad relativa al petróleo ha sido reducida como consecuencia del incremento de la saturación de agua.

En algunos pozos, las características de roca y fluido son tales que el cono subsistirá aún si la tasa de producción es reducida.

El desarrollo de Fingering o Coning de agua en gran escala a través del reservorio reducirá la Recuperación Final (EUR-Enhanced Ultimate Recovery) debido a que la energía natural del empuje de agua esta siendo usado para producir agua en vez de forzar al petróleo delante del agua. En adición, esta producción prematura de agua reducirá el beneficio económico por forzar tempranamente al uso de equipo de levantamiento artificial y requerimiento del manipuleo de volúmenes de agua cada vez mayores para obtener la misma cantidad de petróleo.

## OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

### EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO

La eficiencia de recuperación total de cualquier proceso de desplazamiento de fluidos está dada por el producto de:

- (a) Eficiencia de desplazamiento macroscópico o desplazamiento volumétrico,  $E_v$ ,
- (b) Eficiencia de desplazamiento microscópico,  $E_d$ .

Es decir:  $E = E_v \times E_d$

La eficiencia de desplazamiento microscópica es una medida de cuan bien el fluido desplazante moviliza el petróleo una vez que están en contacto. La eficiencia de desplazamiento macroscópico es una medida de cuan bien el fluido desplazante se ha contactado con las partes del reservorio que contienen hidrocarburos.

**La eficiencia de desplazamiento microscópico** es afectada por los siguientes factores:

- (1) Fuerzas de tensión superficial e interfacial
- (2) Mojabilidad,
- (3) Presión Capilar, y
- (4) Permeabilidad Relativa

Cuando una gota de un fluido inmisible es inmersa en otro fluido y estos descansan sobre una superficie sólida, el área superficial de la gota tomará un valor mínimo obedeciendo a las fuerzas que actúan en las interfaces fluido-fluido y roca-fluido. Las fuerzas por unidad de longitud que actúan sobre las interfaces mencionadas se les denomina tensiones interfaciales. *La tensión interfacial entre dos fluidos representa la cantidad de trabajo requerido para crear una nueva unidad de área superficial en la interfase.* La tensión interfacial también puede ser concebida como la medida de la inmiscibilidad de dos fluidos. Los valores típicos de la tensión interfacial del crudo-salmuera son del orden de 20 a 30 dinas/cm.

*La tendencia de un sólido para preferir a un fluido sobre otro es denominada mojabilidad.* La mojabilidad es una función de la composición química tanto de los fluidos y la roca. Las superficies pueden ser ya sea mojables al agua o al petróleo, dependiendo de la composición química de los fluidos. El grado por el cual la roca es mojable al agua o al petróleo es fuertemente afectada por la absorción de los constituyentes en la fase petróleo.

El concepto de mojabilidad conduce a otro significativo factor en la recuperación de petróleo. Este factor es la presión capilar. Para ilustrar la presión capilar, considere un tubo capilar que contiene petróleo y salmuera, el petróleo tiene una menor densidad que la salmuera. La presión en la fase petróleo inmediatamente sobre la interfase petróleo-salmuera en el tubo capilar, será ligeramente mayor que la presión en la fase agua justo debajo de la interfase. *La diferencia en la presión es llamada la presión capilar,  $P_c$ , del sistema.* La mayor presión siempre ocurrirá en la fase no mojante.

Otro factor que afecta la eficiencia de desplazamiento microscópico es el hecho que cuando dos o más fases fluidas están presentes y fluyendo, la saturación de una fase afecta la permeabilidad de las otras, lo cual conduce al concepto de permeabilidad relativa.

**La eficiencia de desplazamiento macroscópico** es afectada por los siguientes factores:

- (a) Heterogeneidad y anisotropía,
- (b) Movilidad de la fase desplazante comparada con la movilidad de los fluidos desplazados,
- (c) Arreglo físico de los pozos de producción e inyección, y
- (d) Tipo de roca matriz en la cual se encuentran el petróleo y el gas.

*La heterogeneidad y anisotropía* de una formación tiene un significativo efecto sobre el desplazamiento. El movimiento de los fluidos a través del reservorio no será uniforme si existen grandes variaciones en las propiedades tales como: porosidad, permeabilidad y cemento arcilloso. Muchas zonas productivas son variables en permeabilidad, tanto vertical como horizontalmente. Zonas o estratos de mayor o menor permeabilidad a menudo muestran continuidad lateral a través de un reservorio o solo una porción. Cuando tal estratificación de la permeabilidad existe, el fluido desplazante barre más rápido las zonas más permeables, de tal manera que el petróleo de las zonas más permeables será producido en un periodo de tiempo mucho mayor a altas relaciones agua-petróleo.

## **OPERACIONES DE RECICLO EN RESERVORIOS DE GAS**

El contenido de líquidos de muchos reservorios de condensado constituye una parte importante y apreciable de la acumulación de hidrocarburo, y como consecuencia de condensación retrógrada, un alto porcentaje de este líquido puede quedarse en el reservorio al tiempo del abandono.

Debido a lo anterior, las operaciones de reciclo de gas han sido adoptadas en muchos reservorios de gas condensado. En tales operaciones, el líquido condensado se remueve del gas húmedo producido, generalmente en una

planta de gasolina, y el gas saliente o gas seco se devuelve al reservorio a través de pozos de inyección.

El gas inyectado ayuda a mantener la presión del reservorio y retarda la condensación retrógrada. Al mismo tiempo desplaza el gas húmedo hacia los pozos de producción. Considerando que los líquidos removidos representan parte del volumen de gas húmedo, si se inyecta parte del gas seco, la presión del reservorio disminuirá lentamente. Al final de las operaciones de reciclo, es decir, cuando los pozos de producción han sido invadidos por el gas seco, la presión del reservorio se agota por depleción para recuperar el gas y parte de los líquidos remanentes en porciones no barridas.

Aunque las operaciones de reciclo parecen ser una solución ideal al problema de condensado retrógrado, existe un número de consideraciones prácticas que la hacen poco atractiva. En primer lugar, se limita la venta de gas y los ingresos a largo plazo por la venta de gas pueden verse alterados. En segundo lugar, las operaciones de reciclo requieren gastos adicionales, generalmente mayor número de pozos, un sistema de compresión y de distribución para los pozos de inyección y una planta de recuperación del líquido de alta eficiencia. En tercer lugar, debe comprenderse que aún cuando la presión del reservorio pueda mantenerse por encima del punto de rocío, la recuperación de líquido en operaciones de reciclo puede ser mucho menor del 100 por ciento. En cuarto lugar, el éxito y la eficiencia del barrido del gas seco inyectado dependerá de la heterogeneidad del reservorio y el grado de compartimentalización.