

## DESARROLLO DE MODELO DE IMBIBICION-GRAVEDAD: MECANISMO DE SOPORTE PARA INCREMENTAR EL FACTOR DE RECUPERACION EN EL NOROESTE PERUANO

### IMBIBITION – GRAVITY MODEL: SUPPORT TO INCREASE THE RECOVERY FACTOR IN THE PERUVIAN NORTHWEST

Lucio Carrillo Barandiarán<sup>1</sup>

#### RESUMEN

*El objetivo del presente trabajo es caracterizar al mecanismo de imbibición, tanto forzada como espontánea, a través de la formulación y solución de un modelo físico matemático que permita la estimación de la tasa de inyección para lograr asistencia por imbibición, así como también la predicción de la producción de petróleo en reservorios que posean características similares a la del noroeste peruano. Los reservorios del noroeste se presentan como buenos candidatos para recuperar petróleo adicional mediante el proceso de imbibición por agua, ya que la baja permeabilidad de estos reservorios permiten que se logre un mejor desempeño de las fuerzas capilares y las fracturas hidráulicas proporcionan una importante área de contacto entre la roca y el fluido, generando una importante oportunidad al recobro adicional de petróleo. Mediante este mecanismo, es factible lograr que el petróleo móvil y sin energía para desplazarse dentro del reservorio, pueda ser expulsado y su lugar sea reemplazado por un fluido mojante (agua de inyección). La efectividad de este proceso depende de parámetros tales como: tamaño y compartimentalización del reservorio (bloque fallado), porosidad y permeabilidad de la roca, viscosidad de los fluidos, tensiones interfaciales, mojabilidad de la roca y área de contacto entre el fluido imbibido y la roca porosa. La propuesta denominada WAIGD/PI (Waterflooding assisted imbibition and gravity drainage –Production/Injection - WAIGD/PI), consiste en inyectar agua y aprovechar las características del mecanismo de imbibición y drenaje gravitacional a través de un proceso alterno de inyección-producción por un mismo pozo. Esta propuesta optimiza los parámetros económicos y minimiza el riesgo técnico (ahorro de costos de perforación y flexibilidad en los arreglos sobre la base de la respuesta a la inyección) logrando la recuperación de reservas adicionales e incremento de la producción en este tipo de reservorios. Para lograr la asistencia óptima de las fuerzas capilares a través del mecanismo de imbibición se recomienda la inyección a tasas bajas, de acuerdo con la fórmula obtenidas en el análisis presentado.*

*Palabras clave:* Imbibición, Gravedad, Factor de recuperación, Mecanismos de recuperación, Ingeniería de reservorios, Nor oeste peruano, Modelo reservorio, Campos maduros.

#### ABSTRAC

*The objective of the present work is to characterize the mechanism of spontaneous and forced imbibition, through the formulation and solution of a mathematical physical model that allows the estimation of the imbibition rate as well as the prediction of the petroleum production in reservorios that have characteristics similar to the one of the Peruvian northwest.*

<sup>1</sup>Ing. Magíster, Docente de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

*The reservoirs of the Peruvian northwest appear like good candidates to recover additional petroleum by means of the imbibición process, since the low permeability of these reservoirs allows that a better performance of the capillary forces is obtained and the hydraulic fractures provide an important area of contact between the rock and the fluid, generating an important opportunity to the additional petroleum recovery. Through this mechanism, it is feasible to obtain that movable petroleum and without energy to move within reservoir, can be expelled and their place is replaced by a wetting fluid (water). The effectiveness of this process depends on parameters such as: size and compartmentalization of reservoir (fault block), porosity and permeability of the rock, interfacial tension, viscosity, wettability and area of contact between fluid and the rock. The proposed Process WAIGD/PI (Waterflooding assisted imbibition and gravity drainage - Production/Injection), consists of injecting water and taking advantage of the characteristics the imbibición mechanism and gravitational drainage through an alternating process of injection-production by a same well. This proposal optimizes the economic parameters and diminishes the technical risk (saving of perforation costs and flexibility according with imbibition response) obtaining the recovery of additional reserves and production increase.*

*Key words.*- Imbibition, Gravity, Recovery factor, Drive mechanism, Reservoir engineering, Peruvian north west, Reservoir model, Mature oil field.

## INTRODUCCION

Los reservorios del noroeste peruano se caracterizan por ser de baja permeabilidad, razón por la cual casi todos los pozos tienen que ser fracturados hidráulicamente para generar una tasa de producción que les permita ser productores comerciales. Estos reservorios se encuentran localizados en áreas intensamente falladas las que generan situaciones de compartamentos (bloques aislados) y presentan alta incertidumbre para estimar la recuperación futura tanto primaria como por inyección de agua. En estos reservorios, mucho del petróleo atrapado está contenido en los poros de la formación ya que la producción primaria recupera solo el petróleo fácilmente movable y que se encuentra contenido muy cerca de las fracturas hidráulicas.

El conocimiento de la interacción del flujo de fluidos en el medio poroso tiene una gran importancia en el Upstream de la industria del petróleo, especialmente cuando la aplicación de estos conceptos genera valor a través de un incremento en la tasa de producción y en la recuperación de reservas. Para el desplazamiento inmisible es necesario tomar en cuenta los aspectos relacionados con la dinámica y estructura del desplazamiento, que se encuentran influenciadas por las tasas de flujo, propiedades de mojabilidad, ratios de viscosidad y diferencia de densidad de los fluidos involucrados. En adición, los reservorios del noroeste peruano considerados

maduros, presentan influencia de fuerzas gravitacionales y tendencias preferenciales al flujo, debido a los aspectos de buzamiento, estratificación, fracturamiento hidráulico y fallamiento.

El objetivo del presente estudio es presentar un aporte a la caracterización del comportamiento de la inyección de agua sobre la base del soporte de la imbibición y la segregación gravitacional, a fin de recuperar una porción del petróleo móvil atrapado, a través de un mecanismo de reemplazo que intercambia agua por petróleo, durante una inyección de agua (el fluido mojante penetra en los poros de la roca como consecuencia de la succión capilar y el fluido no mojante es expulsado de manera espontánea). Es importante mencionar que las fuerzas capilares, permiten la recuperación de petróleo dentro un sistema poroso de baja permeabilidad, en adición al petróleo a ser recuperado por gradientes de presión externa generada como en el caso de la inyección de agua.

## CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DEL NOROESTE

Los reservorios del noroeste peruano se caracterizan por ser de baja permeabilidad, casi todos tienen que ser fracturados hidráulicamente para ser productores comerciales, se encuentran localizados en áreas intensamente falladas<sup>1</sup> lo cual,

<sup>1</sup> Delgado, V., "Aplicación de la bioestratigrafía de alta resolución en el Eoceno Inferior-Medio -

genera compartamentos<sup>2</sup> lo que complementado con su avanzado grado de madurez presentan alta incertidumbre para estimar la recuperación futura primaria y por inyección de agua.

En lo que respecta al proceso físico de la producción primaria podemos resumirlo de la siguiente manera: (a) la matriz, como consecuencia del mecanismo de impulsión por gas disuelto, aporta el fluido a la fractura hidráulica, la cual recolecta los fluidos a través del área de exposición de la fractura creada, (b) La fractura hidráulica aporta los fluidos hacia el pozo para su producción. La permeabilidad de la matriz es mucho menor que el de la fractura, pero almacena los hidrocarburos del reservorio, por lo que se puede decir que la tasa de producción durante un proceso de inyección de agua depende exclusivamente de la permeabilidad de la matriz.

De acuerdo a los estimados empíricos, la recuperación primaria y la recuperación por inyección de agua no sobrepasarían el 20% del petróleo original en sitio (POES)<sup>3</sup>.

#### FUNDAMENTACION TECNICA - DINAMICA DE LA IMBIBICION

La imbibición se genera cuando el medio poroso que contiene un fluido, establece contacto con otro

---

Cuenca Talara”, Petro-Tech Peruana S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, páginas 132-135. Define estructuras sobre la base de sísmica 3D, afectadas por fallas regionales y fallas secundarias que delimitan reservorios en bloques fallados.

<sup>2</sup> Pozo, G., Yesquén, S., Ortega, J., “Determinación de la calidad de reservorios de petróleo para la búsqueda y optimización de oportunidades en campos maduros, Lote X, Talara-Perú”, Petrobras Energía S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, páginas 156-159.

<sup>3</sup> Ortega, J., Pozo, G., “Metodología de obtención de curvas sintéticas de porosidad para calcular parámetros de reservorios, Lote X, Talara-Perú”, Petrobras Energía S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, páginas 148-151. Establece que la recuperación primaria representa aproximadamente 15% del OOIP.

fluido que moja con mayor preferencia al sólido. Si el medio poroso es un reservorio de petróleo que posee una saturación de petróleo mayor a la saturación residual, entonces el agua que se imbebe en el espacio poroso puede desplazar una porción de este petróleo a través de un mecanismo de reemplazo.

La tasa y magnitud de la imbibición depende principalmente de la relación Presión Capilar versus Saturación de agua dentro del medio poroso, la saturación inicial de agua, las curvas de permeabilidad relativa y la viscosidad de las fases mojanante y no-mojante. Por otro lado, las características de la presión capilar depende de factores tales como permeabilidad, estructura de los poros, radio promedio de los poros, mojabilidad y tensión interfacial entre las fases residente (petróleo) y de imbibición (agua).

Desde el punto de vista microscópico, durante la imbibición espontánea, la principal fuerza de empuje es la succión capilar, considerando que el desplazamiento toma lugar en pequeños y finitos capilares. De acuerdo a los conceptos de tubos capilares, la presión capilar es un función inversamente proporcional a la permeabilidad, lo cual implica que cuando la permeabilidad disminuye, la presión capilar incrementa o viceversa. En este sentido, el agua imbebe preferentemente en la dirección de permeabilidad reducida, hasta alcanzar los límites de la siguiente zona con diferente permeabilidad y así sucesivamente.

Desde el punto de vista macroscópico, las fuerzas de imbibición capilar determinan con que rapidez y facilidad el agua es inyectada en formaciones de baja permeabilidad a través de una fractura hidráulica generada por el pozo inyector, o existente en un pozo productor. Si describimos un escenario en ausencia de fuerzas de la gravedad, donde un fluido mojanante invade un medio poroso saturado con un fluido no mojanante de alta viscosidad, se pueden distinguir dos regímenes. A muy bajas tasas de flujo, la caída de presión (debido a la viscosidad) a través del medio poroso es insignificante en comparación a las diferentes presiones capilares (threshold capillary pressures) dentro del medio poroso. La aleatoriedad del medio poroso causa las fluctuaciones en la presión, las cuales, son necesarias para que la fase mojanante invada nuevos poros. En este caso, la estructura de

desplazamiento resultante esta controlada por efectos capilares.

Para situaciones de altas tasas de flujo, las fuerzas viscosas dominan los efectos capilares y gravitacionales. El desplazamiento es estable o inestable dependiendo de cual de las fases es la más viscosa. Si la fase residente del medio (petróleo) es la más viscosa, entonces resulta en un desplazamiento inestable. Por otro lado, si la fase invasora es la más viscosa, los efectos viscosos estabilizan el frente.

### FORMULACION DEL MODELO

La propuesta consiste en inyectar agua y aprovechar las características de la imbibición y drenaje gravitacional para asistir a la recuperación a través de la inyección-producción por un mismo pozo, por lo que denominaremos a este proceso WAIGD/PI (Waterflooding assisted imbibition and gravity drainage -Production/Injection- WAIGD/PI).

El desarrollo del modelo, se formula a través de 02 pasos:

- Flujo lineal buzamiento abajo,
- Efecto imbibición, y desplazamiento petróleo buzamiento arriba,

Las suposiciones efectuadas al modelo provienen de las condiciones actuales de los reservorios del Noroeste peruano:

- 1.- Reservorios maduros, con alto grado de agotamiento, lo cual implica que la cantidad de gas disuelto es mínima y por lo tanto, se puede asumir:

$$B_o \approx B_w \approx 1.0 \quad (1)$$

- 2.- Reservorios intensamente fallados, lo cual genera compartamentalización e induce a pensar la existencia de bloques de reservorio con petróleo móvil y factible de recuperar.
- 3.- Reservorios con baja permeabilidad, que refuerza el soporte de la imbibición a la recuperación de petróleo, ya que las fuerzas capilares son una función inversamente proporcional a la permeabilidad, lo cual implica

que cuando la permeabilidad disminuye, la presión capilar incrementa.

- 4.- Reservorios con buzamiento, lo cual supone que las fuerzas gravitacionales tienen vital importancia.
- 5.- Reservorios fracturados hidráulicamente, lo cual induce al concepto de que la zona de mayor drenaje es el volumen cercano a la fractura y que supone la existencia de una matriz de baja permeabilidad que contiene alguna cantidad de petróleo movable.
- 6.- Reservorios altamente estratificados, lo cual indica un cierto grado de interferencia en el flujo de fluidos, generando ineficiencia en el barrido vertical durante la producción primaria y por lo tanto creando oportunidad de incrementar la eficiencia<sup>4</sup> ante una inyección de agua asistida por la imbibición.

Flujo lineal buzamiento abajo.- En los reservorios que cuentan con cierto grado de buzamiento, las fuerzas gravitacionales modifican la estructura del desplazamiento, más aún si los fluidos involucrados tienen diferente densidad. Las fuerzas gravitacionales generan gradientes de presión hidrostática que podrían estabilizar o desestabilizar el movimiento del fluido. El efecto de la gravedad puede impactar en el comportamiento de la imbibición de agua<sup>5</sup>.

El flujo del fluido inyectado (agua) es apoyado en su trayectoria buzamiento abajo, por las fuerzas gravitacionales asociadas con la diferencia de densidad entre el fluido inyectado y el fluido residente en el reservorio.

<sup>4</sup> López, A., Janampa, H., "Identificación de unidades de flujo en la formación Cabo Blanco y su importancia en los resultados obtenidos en proyectos de inyección de gas en el área de Peña Negra, Bloque Z-2B", Petro-Tech Peruana S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, páginas 140-143. Explica que la identificación y entendimiento de las unidades de flujo de Cabo Blanco ha permitido incrementar el factor de recobro en un 10%, a pesar que no logra establecer una metodología única para la identificación de estas unidades de flujo.

<sup>5</sup> Li, K., N. Horne, R., "Characterization of Spontaneous Water Imbibition into Gas-Saturated Rocks", SPE 62552, Stanford University, 2000.

Este flujo de fluidos está sujeto a una dinámica compleja debido a los efectos de contraste de viscosidad, fuerzas capilares, mojabilidad de la matriz porosa y heterogeneidades a nivel microscópico en el reservorio.

Estos efectos pueden originar (a) la formación de una zona en la cual los dos fluidos se mezclan, o (b) cuando las fuerzas de empuje asociadas con la diferencia de densidad entre los fluidos que dominan el movimiento y si el contraste de viscosidad no conduce a inestabilidad (fingering instability), la interfase puede permanecer bien definida comparada al nivel de escala del flujo.

Durante el desplazamiento del petróleo por el agua, ocurre simultáneamente dos formas de desplazamiento: (1) un desplazamiento (imbibición forzada) que desplaza al petróleo móvil remanente en los poros debido principalmente a fuerzas de empuje asociadas con la diferencia de densidad y gradiente de presión, (2) un desplazamiento (imbibición espontánea), debido a que se cubre con agua un volumen de roca, generándose un cambio de saturación, lo que implica la presencia de presión capilar en los límites esperándose que el agua sea imbibida hacia la roca y el petróleo fluya hacia fuera del frente de agua.

El esquema de este desplazamiento se muestra en la Fig. 1.

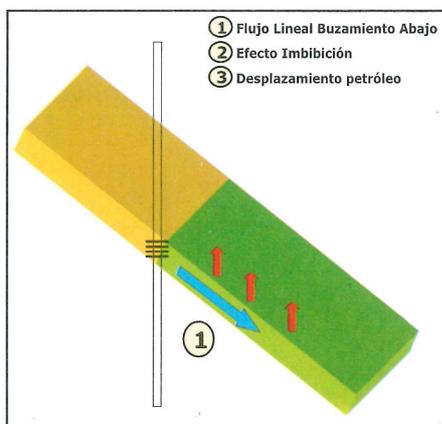


Fig. 1 Esquema flujo de inyección buzamiento abajo.

Cuando el agua de la inyección alcanza el fondo del bloque, se generan las condiciones para lograr una distribución de fluidos sobre la base de fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales. El volumen correspondiente a la parte más baja del bloque de

roca reservorio se encontrará bajo condiciones de inmersión en agua y parte del petróleo sería forzado a fluir en dirección opuesta al flujo de agua (denominado en la literatura técnica como counter-current imbibition).

La tasa de inyección es un factor importante dado que por estudios de simulación<sup>6</sup> se ha podido obtener lo siguiente:

- Para tasas de inyección muy bajas (del orden de 1.46 cm/año), el flujo se considera principalmente dominado por fuerzas capilares.
- Para tasas de inyección medias (del orden de 1.46 m/año), el flujo se considera dominado por fuerzas capilares y viscosas.
- Para altas tasas de inyección (del orden de 146 m/año), el flujo se considera principalmente dominado por fuerzas viscosas.

Para establecer las ecuaciones para el flujo del agua de la inyección, podemos definir lo siguiente:

- El agua es inyectada a bajo caudal dentro de un bloque de reservorio, con flujo lineal y se mueve hacia abajo generando inicialmente un frente no bien definido (fingering) que concentra la máxima saturación de agua. Posteriormente y a medida que avanza, los efectos capilares y de imbibición encontrados a lo largo del reservorio, estabilizan el frente.
- El reservorio contiene saturación de petróleo móvil atrapado en los poros más pequeños (baja permeabilidad), y este como consecuencia del alto grado de agotamiento, no contiene apreciable saturación de gas.

En este contexto, el volumen de agua inyectada es igual al volumen de petróleo movilizado,

$$q_o \cdot B_o = -q_w \cdot B_w \quad (2)$$

- Los gradientes de presión para el flujo de agua inyectada buzamiento abajo está asociado al

<sup>6</sup> Geir Terje, E., Larsen, J. A., "Numerical Modelling of Capillary Transition Zones", SPE 64374, 2000.

diferencial de presión entre la presión de entrada al pozo ( $P_{wf}$ ) y la presión promedio del reservorio ( $P_r$ ) a lo largo del reservorio ( $X$ ), mientras que el gradiente de presión para el petróleo desplazado esta asociado a las presiones capilares a lo largo del reservorio.

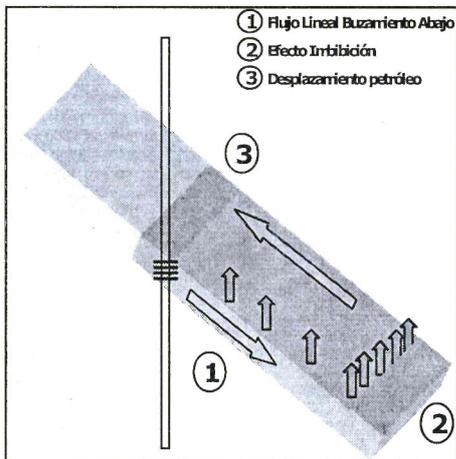
La tasa de flujo para el agua:

$$q_w = \frac{1.127 \cdot (K \cdot K_{rw}) \cdot A}{\mu_w \cdot B_w} \left[ \frac{(P_{wf} - P_r)}{X} + 0.433 \cdot \gamma_w \cdot \text{Sen} \alpha \right] \quad (3)$$

La tasa de flujo para el petróleo:

$$q_o = \frac{1.127 \cdot (K \cdot K_{ro}) \cdot A}{\mu_o \cdot B_o} \left[ \frac{dP_c}{X} - 0.433 \cdot \gamma_o \cdot \text{Sen} \alpha \right] \quad (4)$$

Efecto imbibición y desplazamiento del petróleo buzamiento arriba.- Como consecuencia de que la propuesta de modelo físico es llevar a cabo una inyección de agua a través del mismo pozo productor (previamente se debe detener la producción para dar paso a la inyección), se asume que el agua inyectada se acumula en el fondo del reservorio, lo cual genera una imbibición forzada que podría existir por un corto tiempo y produce una respuesta mas rápida que la esperada tal como lo demuestran los experimentos efectuados<sup>7</sup>. La Fig. 2, muestra el esquema del modelo físico.



**Fig. 2** Esquema de flujo buzamiento arriba  
Para el proceso del flujo del petróleo en el reservorio, como resultado del flujo del agua inyectada, se genera una redistribución, por lo que consideramos:

<sup>7</sup> Schembre, J. M., Akin, S., Castanier, L. M., Kovscek, A. R. "Spontaneous Water Imbibition into Diatomite", SPE 46211, Stanford University, 1998.

- El volumen de agua que ingresa al reservorio es igual al volumen de petróleo que es desplazado por segregación gravitacional e imbibición capilar, y tenemos que:

$$Q_w = q_w \cdot t = 1.127 \cdot \left( \frac{K \cdot K_{rw}}{\mu_w \cdot B_w} \right) \cdot A \cdot t \cdot \left( \frac{P_{wf} - P_r}{X} + 0.433 \cdot \gamma_w \cdot \text{Sen} \alpha \right) \quad (5)$$

$$Q_o = q_o \cdot t = 1.127 \cdot \left( \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right) \cdot A \cdot t \cdot \left( \frac{\Delta P_c}{X} - 0.433 \cdot \gamma_o \cdot \text{Sen} \alpha \right) \quad (6)$$

- Los reservorios son maduros (depletados), por lo que no existe suficiente gas en solución para movilizar el petróleo, y podemos asumir:

$$Q_w = Q_o \quad (7)$$

y considerar que:

$$B_o \approx B_w \approx 1.0 \quad (8)$$

Si hacemos:

$$M = \left( \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) \cdot \left( \frac{\mu_o}{K_{ro}} \right) \quad (9)$$

combinando y reemplazando en (6) tenemos:

$$Q_o = 1.127 \cdot A \cdot t \cdot M \cdot \left( \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} \right) \cdot \left[ \left( \frac{P_{wf} - P_r}{X} \right) + 0.433 \cdot \gamma_w \cdot \text{Sen} \alpha \right] \quad (10)$$

esta ecuación reflejaría al volumen de agua imbibida (forzada y espontánea) en una formación con un buzamiento igual a  $\alpha$ .

Esta ecuación implica que la imbibición es una función directa del área transversal del bloque fallado ( $A$ ) y la movilidad de las dos fases ( $M$ ), e inversamente proporcional a la longitud del bloque fallado. La relación funcional de la fórmula (10) está en línea con los resultados obtenidos por el modelo de imbibición tipo pistón desarrollado de Li y Horne<sup>8</sup> para imbibición espontánea.

Por otro lado, el volumen de agua imbibida (forzada y espontánea) también es una función directa de la presión diferencial ( $P_{wf} - P_r$ ) con la

<sup>8</sup> Li, K., Horne, R. N., "Extracting Capillary Pressure and Global Mobility from Spontaneous Imbibition Data in Oil-Water-Rock Systems", Stanford University, SPE 80553, 2002.

que el agua inyectada esta ingresando al reservorio, la gravedad específica del agua inyectada y del ángulo de buzamiento de la formación.

A modo de ilustración, la Fig. 3 muestra la influencia que tiene el ángulo de buzamiento en el volumen del petróleo desplazado por el agua imbibida.

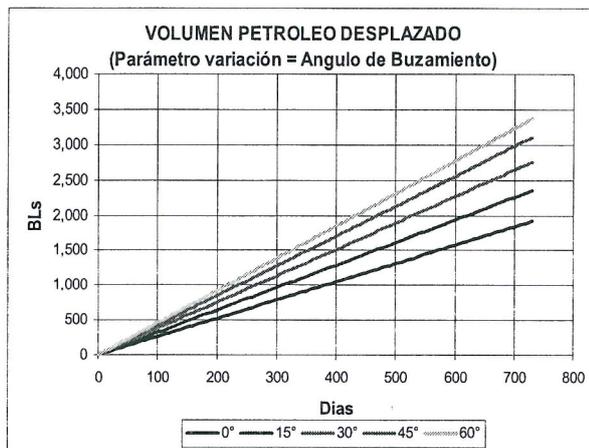


Fig. 3 Influencia del ángulo de buzamiento en el volumen desplazado de petróleo.

### FACTIBILIDAD DE REALIZACION Y PROPUESTA DE APLICACIÓN

Por el lado de la mojabilidad, se puede deducir que debido a las condiciones geológicas iniciales relacionadas con la formación de los reservorios y migración de fluidos, existe una alta probabilidad que los reservorios se comporten como mojables al agua.

Referente a la fuente de suministro primario de petróleo en el reservorio (Noroeste), se puede afirmar que esta proviene principalmente del petróleo presente en los poros mayores (menor presión capilar) y cercanos al medio de alta permeabilidad que es la fractura hidráulica. Desde el punto de vista de factibilidad de soporte por imbibición debido a la presión capilar, esta interviene con mayor eficiencia en los poros más pequeños, desplazando el petróleo remanente presente (alta presión capilar), e incrementando la producción y el recobro de reservas (incremento del factor de recuperación).

Por otro lado, este proceso denominado imbibición, ha probado ser efectivo en el incremento del factor

de recuperación tal como lo demuestran los resultados de laboratorio<sup>9,10</sup>.

Referente a la presencia de saturación inicial de agua en el reservorio, se ha demostrado a través de experimentos de laboratorio, que para rangos entre 0% a 20%, no tiene efecto significativo sobre la tasa de recuperación<sup>11</sup>.

En lo que respecta a petróleo residual movable, para el tipo de reservorios con que se cuenta en el noroeste (agotados, con buzamiento, intensamente fallados, de baja permeabilidad y sometidos a fracturamiento hidráulico), se espera la presencia de una importante saturación localizada en zonas de baja permeabilidad y alto grado de agotamiento. Actualmente los reservorios cuentan con producción por pozo productor promedio de 6 BOPD y presentando alta incertidumbre en los resultados económicos de los reacondicionamientos y/o perforación de pozos de desarrollo infill.

La recuperación de este petróleo a través de la inyección de agua por el mismo pozo productor, alternando la producción con la inyección, apoyándose en la diferencia de densidad entre el agua inyectada y el petróleo del reservorio, efectos gravitacionales y el soporte de la imbibición, es un método viable, económico y de mínimo riesgo, para recuperar parte de este petróleo. La opción propuesta es utilizar la inyección de agua asistida por efectos de imbibición y drenaje gravitacional (Waterflooding assisted imbibition and gravity drainage -Production/Injection - WAIGD/PI) a través del mismo pozo productor.

La opción propuesta de WAIGD/IP aprovecha el rol de la imbibición y las fuerzas gravitacionales durante la inyección de agua en campos maduros,

<sup>9</sup> Li, H., Putra, E., Schechter, D. S., Grigg, R. B., "Experimental Investigation of CO<sub>2</sub> Gravity Drainage in a Fractured System", SPE 64510, 2000.

<sup>10</sup> Middleton, M. F., Li, K., De Beer, F., "Spontaneous Imbibition Studies of Australian Reservoir Rocks with Neutron Radiography", SPE 93634, 2005.

<sup>11</sup> Cil M., Reis, J. C., Miller, M. A., Misra, D., "An Examination of Countercurrent Capillary Imbibition Recovery from Single Matrix Blocks and Recovery Predictions by Analytical Matrix/Fracture Transfer Functions", SPE 49005, 1998.

optimiza los parámetros económicos y minimiza el riesgo de pérdidas económicas al inyectar y producir alternadamente por un mismo pozo existente (ahorro de costos de perforación y flexibilidad en los arreglos sobre la base de la respuesta a la inyección).

### CONCLUSIONES

Los reservorios del noroeste se caracterizan por ser de baja permeabilidad, con estimulación principalmente por fracturamiento hidráulico para alcanzar la producción comercial, se localizan en un área intensamente fallada lo cual genera bloques aislados (compartamentos) y presentan un alto grado de agotamiento (depletación y madurez), por lo que los proyectos de recuperación mejorada a través de inyección de agua presentan alto riesgo en lo referente a la rentabilidad económica.

El soporte de la imbibición asociada a la inyección de agua se presenta como una alternativa de bajo riesgo y rentable para la recuperación de reservas adicionales e incremento de la producción en este tipo de reservorios.

Se ha logrado deducir una ecuación para caracterizar el comportamiento de la imbibición y establecer pronósticos de inyección y producción. Para implementar el trabajo de investigación, se propone la inyección alternada con la producción a través de un mismo pozo, a fin de optimizar el manejo de riesgo y rentabilidad. Para lograr el dominio de las fuerzas capilares y lograr el máximo soporte de la imbibición se recomienda la inyección a tasas bajas, estimadas de acuerdo con la fórmula lograda en el análisis presentado.

### NOMENCLATURA

$q_o$  = tasa de flujo de petróleo, STB/d  
 $B_o$  = Factor de volumen de formación del petróleo, bbl/STB  
 $B_{ob}$  = Factor de volumen de formación del petróleo, al punto de burbuja, b/STB  
 $q_w$  = tasa de flujo de agua, STB/d  
 $B_w$  = Factor de volumen de formación del agua, bbls/STB  
 $K$  = permeabilidad, D,  
 $A$  = área de sección transversal, ft<sup>2</sup>  
 $\mu_o$  = viscosidad al petróleo, cp,  
 $\mu_{ob}$  = viscosidad del petróleo al punto de burbuja, cp

$\mu_w$  = viscosidad al agua, cp,  
 $\gamma_o$  = gravedad específica del petróleo,  
 $\gamma_w$  = gravedad específica del agua,  
 $\alpha$  = ángulo de buzamiento, grados  
 $\phi$  = porosidad, fracción,  
 $C_t$  = compresibilidad total del sistema, 1/psi  
 $C_w$  = Compresibilidad del agua, 1/psi  
 $C_o$  = Compresibilidad del petróleo, 1/psi  
 $C_r$  = Compresibilidad de la roca, 1/psi  
 $N$  = volumen de petróleo in-situ, STB.  
 $N_p$  = volumen de petróleo recuperable, STB.  
 $P_i$  = Presión inicial del reservorio, psi,  
 $P_b$  = presión al punto de burbuja, psia  
 $P_a$  = presión de abandono, psia.  
 $R_{spb}$  = fracción del petróleo in-situ recuperado,  
 $R_{bpb}$  = porcentaje de petróleo in-situ recuperado,  
 $S_o$  = Saturación de petróleo, fracción.  
 $S_w$  = Saturación de agua, fracción

### REFERENCIAS

1. **Delgado, V.**, "Aplicación de la bioestratigrafía de alta resolución en el Eoceno Inferior-Medio - Cuenca Talara", Petro-Tech Peruana S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, pp. 132-135.
2. **Pozo G., Yesquén S., Ortega J.**, "Determinación de la calidad de reservorios de petróleo para la búsqueda y optimización de oportunidades en campos maduros, Lote X, Talara-Perú", Petrobrás Energía S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, pp. 156-159.
3. **Ortega J., Pozo G.**, "Metodología de obtención de curvas sintéticas de porosidad para calcular parámetros de reservorios, Lote X, Talara-Perú", Petrobras Energía S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, pp.148-151.
4. **López A., Janampa H.**, "Identificación de unidades de flujo en la formación Cabo Blanco y su importancia en los resultados obtenidos en proyectos de inyección de gas en el área de Peña Negra, Bloque Z-2B", Petro-Tech Peruana S.A., XII Congreso Peruano de Geología, Sociedad Geológica del Perú, Lima, Octubre 2004, páginas 140-143
5. **Li, K., N. Horne, R.**, "Characterization of Spontaneous Water Imbibition into Gas-

- Saturated Rocks”, SPE 62552, Stanford University, 2000.
6. Geir Terje, E., Larsen, J. A., “Numerical Modelling of Capillary Transition Zones”, SPE 64374, 2000.
  7. Schembre J.M., Akin S., Castanier L. M., Kovsky A. R., “Spontaneous Water Imbibition into Diatomite”, SPE 46211, Stanford University, 1998.
  8. Li, K., Horne, R. N., “Extracting Capillary Pressure and Global Mobility from Spontaneous Imbibition Data in Oil-Water-Rock Systems”, Stanford University, SPE 80553, 2002.
  9. Li, H., Putra, E., Schechter, D. S., Grigg, R. B., “Experimental Investigation of CO2 Gravity Drainage in a Fractured System”, SPE 64510, 2000.
  10. Middleton, M. F., Li, K., De Beer, F., “Spontaneous Imbibition Studies of Australian Reservoir Rocks with Neutron Radiography”, SPE 93634, 2005.
  11. Cil, M., Reis, J. C., Miller, M. A., Misra, D., “An Examination of Countercurrent Capillary

Imbibition Recovery from Single Matrix Blocks and Recovery Predictions by Analytical Matrix/Fracture Transfer Functions”, SPE 49005, 1998.

Correspondencia: lcarrillo@petroperu.com.pe

Recepción de originales: febrero 2006

Aceptación de originales: abril 2006

#### FACTORES DE CONVERSION

UNIDAD	MULTIPLICADO POR FACTOR	IGUAL A:
ft	0.3048	'm
ft <sup>2</sup>	0.09290304	'm <sup>2</sup>
Ft <sup>3</sup>	0.02831685	'm <sup>3</sup>
Cp	0.001	Pa.s
mD	0.0009869233	μm <sup>2</sup>
D	0.987x10 <sup>-12</sup>	'm <sup>2</sup>
Psi	6.894757	kPa