

DISEÑO E INTERPRETACION DE REGISTROS DE PRODUCCION EN POZOS PRODUCTORES DE FLUJOS MULTI-FASICOS PETROLEO-AGUA

Jose G. Flores
Schlumberger Oilfield Services
Santafé de Bogotá, Colombia

RESÚMEN

Los registros de producción son considerados las herramientas más efectivas para el diagnóstico de problemas de producción en pozos, para la determinación de perfiles de producción o inyección, identificación de zonas productoras de fluidos no deseados y para evaluaciones de optimización o mejoramiento de producción. En comparación con otras técnicas de diagnóstico, los registros de producción proveen usualmente una mejor relación entre volumen y calidad de información en proporción al costo de adquisición. Sin embargo, la interpretación de estos registros en condiciones de flujo multi-fásico constituye un problema complejo, el cual ha sido identificado y reconocido en la industria del petróleo desde hace muchos años, en particular para el caso de pozos desviados. La causa fundamental es la existencia y diversidad de patrones de flujo que pueden ocurrir en el pozo, cada uno de ellos con una distribución geométrica de las fases en la tubería y comportamiento hidrodinámico característicos. Desafortunadamente, no se dispone aún de una herramienta universal capaz de adquirir información representativa para la totalidad de patrones de flujo petróleo-agua posibles.

A pesar de que el efecto de los patrones de flujo sobre la respuesta de las herramientas de registros de producción es conocido, no es aún posible predecir la existencia de los patrones de flujo a diferentes profundidades en el pozo y poder así seleccionar las herramientas y procedimientos de adquisición más adecuados. Este artículo analiza los conceptos fundamentales asociados a las mediciones de registros de producción en condiciones de flujo multi-fásico. Se evalúan los patrones de flujo petróleo-agua existentes para condiciones típicas de pozos productores como función de las variables esenciales, tales como geometría del sistema, propiedades físicas de los fluidos y parámetros operacionales. Se analiza también la efectividad de los principios de adquisición modernos. Finalmente, se propone una técnica novedosa, basada en el acoplamiento entre la dinámica del yacimiento y del pozo, para la determinación de patrones de flujo y el diseño e interpretación de registros de producción en pozos verticales, inclinados y horizontales, productores de flujos multi-fase petróleo-agua a partir de múltiples intervalos. La técnica propuesta tiene el potencial de mejorar sustancialmente la calidad de las interpretaciones y reducir de forma significativa el número de registros de producción corridos en condiciones no favorables.

INTRODUCCIÓN

El conocimiento de los caudales de flujo y la identificación de fluidos a diferentes profundidades en el pozo constituyen información indispensable para determinar productividad efectiva, diagnosticar problemas de producción, validar la descripción de yacimientos, medir el grado de éxito de intervenciones efectuadas y para trabajos de optimización de producción. Los registros de producción permiten obtener este tipo de información en la mayoría de casos de forma directa y posibilitan la toma de decisiones tales como aislamiento de zonas productoras de fluidos no deseados y reparaciones mecánicas. Aportan además información esencial para el monitoreo de yacimientos, ajuste de modelos de simulación y diseño de trabajos de estimulación, entre otras aplicaciones. Son por lo tanto herramientas básicas de monitoreo y diagnóstico y ofrecen una excelente relación entre volumen de información en proporción con el costo de adquisición.

Bajo condiciones ideales los registros de producción deben ser capaces de identificar fluidos, medir la velocidad y fracción volumétrica de cada fase en la tubería (holdup) y a partir de esta información calcular las tasas de flujo para cada una de las fases. Las herramientas tradicionales de registros de producción emplean sensores de flujo del tipo turbina (flowmeters) para medir velocidad, manómetros para presión absoluta, termómetros para temperatura, gradiomanómetros para presión diferencial y de capacitancia para holdup. De estas mediciones únicamente las de velocidad y densidad, obtenida esta última a partir de la medición de presión diferencial, han sido empleadas tradicionalmente para análisis cuantitativos de producción. El resto de sensores son usualmente empleados para la identificación de problemas mecánicos y para mediciones de productividad en pruebas de IPR o de presión transiente.

La confiabilidad de la información obtenida por las herramientas tradicionales depende casi exclusivamente de las condiciones bajo las que se realiza la medición. La gran mayoría de registros de producción en

pozos verticales y flujos de una sola fase tienen una interpretación directa y confiable. Sin embargo, se ha encontrado que para ciertas condiciones de flujo los registros de producción no son concluyentes, presentan dificultades en su interpretación y en algunos casos han llevado a la toma de decisiones equivocadas. Ocurren casos donde los registros de producción reportan tasas de flujo de petróleo y agua que no tienen ninguna relación aparente con la productividad del intervalo medido. Por esta razón, algunas personas son escépticas a recomendar registros de producción sin importar las razones físicas por las cuales no obtienen la información esperada en primer lugar. Se ha podido determinar de manera experimental que existen condiciones tremendamente adversas para la mayoría de herramientas de registros de producción, las cuales generalmente ocurren en pozos inclinados y flujos de más de una fase. Por lo tanto, otra situación igualmente adversa consiste en recomendar registros de producción sin conocer si la herramienta presenta características favorables para adquirir mediciones en flujo multi-fásico.

Hasta hace muy poco tiempo la mayoría de herramientas para registros de producción eran diseñadas y las técnicas de interpretación concebidas para obtener mediciones de condiciones promedio de flujo y propiedades físicas de fluidos para un flujo consistente de una mezcla relativamente homogénea entre las fases. Sin embargo, los patrones de flujo observados bajo la generalidad de condiciones típicas de pozos productores, particularmente en pozos desviados, no son generalmente uniformes y no corresponden a los patrones de flujo encontrados en flujo horizontal o vertical. Un número considerable de autores¹⁻¹¹ han reportado la complejidad existente en la identificación de fluidos y medición de flujos multi-fásicos debido al efecto dominante de los patrones de flujo petróleo, gas y agua sobre la respuesta de las herramientas de registros de producción. Entre estos es importante mencionar las observaciones cualitativas de Hill y Oolman³, quienes experimentalmente confirmaron que las herramientas de registros de producción de la época (1982) usualmente registraban valores correctos de velocidad, presión diferencial y holdup en el punto en la sección transversal del pozo donde estaba ubicada la herramienta. Quedó entonces claro que la extrapolación de estas mediciones a la integridad de la sección transversal de la tubería no eran posibles^{3-4,12}.

Recientes estudios experimentales y de modelaje de flujo multi-fásico petróleo-agua^{13-14,18} han permitido aclarar significativamente los fenómenos hidrodinámicos que ocurren en los pozos, y han posibilitado el desarrollo de una nueva generación de herramientas de registros de producción que responden significativamente mejor a las necesidades actuales. El gran reto en la adquisición e interpretación de registros de producción consiste en poder predecir a priori los patrones de flujo multi-fásico existentes en cada punto de interés en el pozo y poder así seleccionar las herramientas y procedimientos de adquisición más adecuados.

FLUJO MULTI-FÁSICO PETRÓLEO-AGUA

El flujo de una sola fase a través de tubulares es un fenómeno claramente definido. Los parámetros fundamentales de diseño tales como el gradiente de presión como función del caudal y los procesos de transferencia de calor pueden ser calculados en forma directa y precisa para regímenes de flujo descritos simplemente como laminar, transicional o turbulento. Sin embargo, la hidrodinámica del flujo es significativamente más compleja de existir una segunda fase fluyendo en la tubería, como en el caso de un pozo de petróleo que también produce agua o gas. El grado de dificultad se incrementa con el número de fases fluyendo simultáneamente. En general, los problemas de flujo multi-fásico no pueden ser tratados aplicando soluciones para flujo de una sola fase.

La diferencia esencial entre flujo de una sola fase y flujo multi-fásico en tuberías reside en la existencia de diversas configuraciones de flujo o patrones de flujo (flow patterns), los cuales pueden ser usualmente reconocidos por presentar un arreglo geométrico característico de las fases en la tubería. El flujo multi-fásico de petróleo y agua puede resultar en patrones de flujo tan diversos como estratificado, disperso y hasta flujo anular, dependiendo primariamente de la geometría: diámetro y rugosidad de la tubería y ángulo de inclinación; condiciones operacionales: tasas de flujo de masa de petróleo y agua, presión y temperatura; y propiedades físicas de los fluidos: densidad, viscosidad y tensión interfacial. Inherente a cada patrón de flujo existen distribuciones espaciales características de la(s) interfase(s), mecanismos de flujo y valores típicos para los parámetros de diseño como gradiente de presión por fricción, holdup y capacidad de transferencia de calor.

Otra característica importante de los flujos multi-fásicos es que las proporciones volumétricas de las fases fluyendo en la tubería no son necesariamente iguales a la fracción de la tasa de flujo medida en superficie, aún bajo condiciones de estado estabilizado. Debido a un fenómeno conocido como deslizamiento (slippage), en la mayoría de los casos el fluido de menor densidad tiende a deslizarse y viajar más rápido

que el fluido de más alta densidad, particularmente en condiciones de flujo hacia arriba. Esa velocidad diferencial, denominada velocidad de deslizamiento (slip velocity), v_{o-w} , es definida en función de las velocidades actuales (insitu) de las fases como:

$$v_{o-w} = v_o - v_w, \quad (1)$$

la cual asume valores que dependen del patrón de flujo específico.

Intentos para desarrollar soluciones generalizadas para todos los patrones de flujo no han tenido éxito. Sin embargo, se ha observado que cada patrón de flujo muestra un comportamiento hidrodinámico único, permitiendo la posibilidad de un análisis individualizado. Es por este motivo que la técnica aceptada hoy en día consiste en predecir el patrón de flujo existente en la tubería y aplicar un modelo de flujo individual para calcular los parámetros hidrodinámicos como gradiente de presión, holdup y coeficiente de transferencia de calor para cada patrón de flujo. Como se discutirá más adelante, en el caso de registros de producción esto no es un problema trivial ya que se desea predecir exactamente lo que se pretende medir, por lo que una solución explícita no es matemáticamente posible. El siguiente análisis está basado en investigaciones recientes en el tema de patrones de flujo multi-fásico petróleo-agua para condiciones típicas de pozos productores, incluyendo flujos hacia arriba de petróleos de densidades y viscosidades medias y agua. Casos especiales como flujo de fluidos no-Newtonianos o de igual densidad o del tipo denominado core-annular flow no han sido considerados en esta investigación.

Los patrones de flujo petróleo-agua han sido clasificados tradicionalmente en dos categorías, incluyendo flujo segregado y flujo disperso. Flujo segregado está caracterizado por mostrar continuidad en las dos fases en la dirección axial, mientras que en el flujo disperso la continuidad ha sido interrumpida en cualquiera de las dos fases. Para flujo en pozos verticales, el reciente estudio teórico-experimental de Flores¹⁴ identificó seis patrones de flujo petróleo-agua, todos en flujo disperso. En tres de los patrones de flujo el agua es la fase dominante (water dominated flow) o continua, mientras que en los otros tres el petróleo es la fase dominante o continua (oil dominated flow). Los patrones de flujo con agua como fase dominante incluyen: Dispersión de petróleo en agua (D O/W), Dispersión fina de petróleo en agua (VFD O/W) y Flujo churn de petróleo en agua (O/W CF). Los patrones de flujo donde el petróleo es la fase dominante son: Flujo churn de agua en petróleo (W/O CF), Dispersión de agua en petróleo (D W/O) y Dispersión fina de agua en petróleo (VFD W/O). Una descripción detallada de cada uno de los patrones de flujo está dada por Flores¹⁴ y por Flores et al.¹⁵. La Figura 1 muestra una representación esquemática de los patrones de flujo petróleo-agua en flujo vertical mientras que la Figura 2 muestra el mapa de patrones de flujo (flow pattern map) en función de velocidades superficiales de petróleo ($v_{os}=q_o/A$) y agua ($v_{ws}=q_w/A$) para las condiciones experimentales descritas por Flores.

Flores¹⁴ encontró que los patrones de flujo donde agua es la fase dominante, con excepción del VFD O/W presentan deslizamiento (slippage) significativo, en contraste con todos los patrones de flujo donde el petróleo es la fase dominante que prácticamente no muestran deslizamiento. Por otro lado, la componente friccional de la gradiente de presión indica valores relativamente bajos para los patrones de flujo donde el agua es la fase dominante y valores altos cuando el petróleo es la fase dominante.

El flujo simultáneo de petróleo y agua en tuberías inclinadas difiere significativamente tanto del flujo vertical como del horizontal. La presencia de una componente gravitacional normal a la dirección del flujo, en adición a fuerzas de presión y viscosas, genera patrones de flujo de características hidrodinámicas únicas. Flores¹⁴ identificó siete patrones de flujo petróleo-agua en tuberías inclinadas, cuatro de ellos donde el agua es la fase dominante o continua, en dos de ellos el petróleo es la fase dominante y uno es transicional. Los patrones de flujo con agua como fase dominante incluyen: Dispersión de petróleo en agua-Contracorriente (CT), Dispersión de petróleo en agua-Pseudo slugs (PS), Dispersión de petróleo en agua-Concurrente (CC) y Dispersión fina de petróleo en agua (VFD O/W). Los patrones de flujo con petróleo como fase dominante incluyen: Dispersión de agua en petróleo (D W/O) y Dispersión fina de agua en petróleo (VFD W/O). El patrón de flujo Transicional (TF) fué identificado entre las regiones dominadas por agua y por petróleo y presenta características particulares. Una descripción detallada de cada uno de los patrones de flujo está dada por Flores¹⁴ y por Flores et al.¹⁵. La Figura 3 muestra una representación esquemática de los patrones de flujo petróleo-agua en flujo inclinado y las Figuras 4-6 muestran mapas de patrones de flujo en coordenadas de velocidades superficiales de petróleo y agua para ángulos de inclinación de 75°, 60° y 45° con la horizontal, respectivamente.

El flujo en contracorriente, frecuente en tuberías inclinadas, es un fenómeno local originado por el aumento en magnitud de la componente gravitacional en dirección opuesta al flujo principal, la cual contrarresta

parcialmente el momento lineal de la fase agua. Es importante resaltar la naturaleza local del efecto de flujo en contracorriente, donde únicamente una porción del flujo total de agua fluye de regreso pero con un flujo resultante neto de agua en la dirección hacia arriba. Este fenómeno no debe ser confundido con el denominado “zero net water flow”, el cual se caracteriza por recirculación de tasas relativamente pequeñas de agua en la tubería pero con mínima o ninguna producción de agua en superficie. La condición de flujo en contracorriente es sin duda la más adversa para la mayoría de mediciones efectuadas por herramientas de registros de producción.

Para flujo inclinado, Flores¹⁴ encontró que el comportamiento del holdup y la gradiente de presión por fricción muestran características similares a lo observado en flujo vertical. La totalidad de patrones de flujo dominados por agua, con excepción del VFD O/W, muestran deslizamiento (slippage) significativo. Este efecto es aún más pronunciado en los casos donde se presenta el fenómeno de flujo en contra-corriente, como por ejemplo en los patrones de flujo CT, PS y TF. Los patrones de flujo dominados por petróleo se caracterizan por presentar mínimo o ningún deslizamiento y relativamente altos valores de la gradiente de presión por fricción en comparación con los patrones de flujo dominados por agua. Mayores detalles acerca de resultados experimentales y modelos para holdup y gradiente de presión por fricción pueden ser encontrados en Flores¹⁴ y en Flores et al.¹⁶.

Para inclinaciones cercanas a la horizontal, Scott¹⁷ identificó cuatro patrones de flujo, todos en la región dominada por agua. Estos fueron agrupados en flujo con ondas de circulación (Rolling flow) y flujo disperso (Dispersed flow) e incluyeron los patrones de flujo denominados: Ondas de circulación y flujo en contra-corriente (RWCT), Ondas de circulación y flujo concurrente (RWCC), Flujo burbuja estratificado (BFS) y Flujo burbuja masivo (BFM). El análisis detallado de los patrones de flujo reportados por Scott permite sugerir una nomenclatura más consistente con los mecanismos hidrodinámicos existentes en la tubería y en congruencia con estudios recientes, pero que a la vez se ajusten a las observaciones de Scott. En este sentido, las ondas estratificadas corresponderían a una variación del Flujo estratificado con mezcla en la interfase, descrito por Trallero¹⁸ para flujo horizontal. Dependiendo de la tasa de flujo de agua podría ocurrir flujo local en contra-corriente tal como fue descrito anteriormente para el caso general de flujo inclinado. Flores¹⁴ reportó que el flujo estratificado en ondas solo era posible físicamente para ángulos de inclinación inferiores a 33° para su configuración experimental. Similarmente, el Flujo burbuja estratificado y el Flujo burbuja masivo corresponden al patrón de flujo denominado Dispersión fina de petróleo en agua (VFD O/W), también descrito anteriormente. Desafortunadamente, no existe información en la literatura acerca de la caracterización de patrones de flujo para ángulos de inclinación cercanos a la horizontal en la región donde el petróleo es la fase dominante. Se tiene conocimiento que un estudio¹⁹ en este sentido se viene llevando a cabo en el consorcio TUFFP de la Universidad de Tulsa.

Para el caso de tuberías perfectamente horizontales, Trallero¹⁸ identificó seis patrones de flujo petróleo-agua que fueron clasificados en dos categorías: flujo segregado y flujo disperso, pudiendo ser este último dominado por agua (water dominated flow) o dominado por petróleo (oil dominated flow). Los patrones de flujo en la categoría de flujo segregado incluyen: Flujo estratificado (ST) y Flujo estratificado con mezcla en la interfase (MI). En flujo disperso con agua como fase dominante los patrones de flujo incluyen: Dispersión de petróleo en agua sobre una capa de agua (D O/W&W) y la Emulsión de petróleo en agua, este último equivale al patrón de flujo denominado VFD O/W descrito anteriormente. Los patrones de flujo disperso donde el petróleo es la fase dominante son la Emulsión de agua en petróleo, equivalente a VFD W/O y la Dispersión doble (D W/O&O/W). La Figura 7 muestra esquemáticamente los patrones de flujo petróleo-agua identificados por Trallero¹⁸ para flujo horizontal.

TÉCNICAS DE ADQUISICIÓN

La adquisición de datos de registros de producción en intervalos verticales y flujos multi-fásicos no presenta mayores complicaciones. La medición de tasa de flujo y holdup para la totalidad de patrones de flujo posibles en pozos productores es directa y confiable con herramientas de tecnología convencional, siempre que la tasa de flujo sea moderada y exista una diferencia relativamente amplia entre las densidades de los fluidos puros. Tasas de flujo relativamente bajas, o por el contrario muy altas, ángulos de inclinación y pequeña diferencial de densidad constituyen condiciones donde las mediciones tradicionales de tasa de flujo y holdup podrían perder confiabilidad. Se debe tener precaución con la distinción de fluidos en base a lecturas del gradiomanómetro, particularmente para tasas de flujo relativamente altas, donde la componente friccional de la gradiente de presión puede ser considerable. En todos los casos es importante verificar la precisión y resolución del gradiomanómetro y determinar el efecto del error intrínseco del sensor sobre el cálculo del holdup. Es recomendable el empleo de un sensor de holdup del tipo de conductividad para tener una mejor caracterización de los patrones de flujo y complementar las mediciones del gradiomanómetro.

Como respuesta al incremento sustancial en el número de pozos desviados y como resultado de los avances en la investigación a cerca del efecto de los patrones de flujo específicos sobre la respuesta de las herramientas de registros de producción, se han desarrollado nuevos sensores que ofrecen mejoras sustanciales en la adquisición. En forma paralela, se han desarrollado modelos y técnicas que facilitan la interpretación de registros de producción en ambientes petróleo-agua en pozos desviados. Desafortunadamente, no existe en la actualidad una herramienta universal capaz de obtener medidas representativas para la totalidad de patrones de flujo petróleo-agua posibles en pozos productores. Una vez que un pozo se desvía de la vertical y produce flujo multi-fásico petróleo-agua, la turbina se verá generalmente afectada por flujo en contracorriente para un amplio rango de condiciones de flujo, especialmente si la herramienta se encuentra apoyada en la parte baja de la tubería. Las herramientas de capacitancia podrían verse afectadas por el fenómeno de recirculación local y por lo tanto reportar valores inexactos de conteo de burbujas y holdup promedio.

Conforme el ángulo de inclinación se aproxima a la horizontal, el flujo se vuelve esencialmente estratificado para un amplio rango de condiciones de flujo y la medición promedio de velocidad dada por la turbina podría no tener ningún significado físico. En el caso de los llamados pozos horizontales, las mediciones también pueden verse afectadas por fluido estático segregado en partes bajas del pozo y también por el tipo de completación. Por ejemplo, en completaciones a hueco abierto es necesario compensar por el efecto del diámetro variable del hueco. Las completaciones con revestidor cementado y cañoneado presentan el mejor control, sin embargo aquellas con revestidor ranurado presentan eventualmente flujo por dentro y por detrás del mismo, lo cual complicaría la interpretación sustancialmente.

La metodología actual consiste en emplear sensores redundantes a la herramienta convencional con la finalidad de obtener mediciones independientes para velocidad de flujo de las fases, holdups y una caracterización aproximada de los patrones de flujo. La velocidad de flujo de petróleo y agua puede obtenerse haciendo uso del principio del tiempo de tránsito utilizando trazadores químicos no-radioactivos que reducen el riesgo ambiental con respecto a los trazadores convencionales. Otra técnica para medir la velocidad del flujo de agua es mediante un procedimiento nuclear de bombardeo de neutrones de alta energía, midiendo los rayos gamma resultantes de las interacciones inelásticas entre los neutrones y los núcleos de hidrógeno del agua. En este caso la velocidad del flujo de agua será función del tiempo de tránsito de los rayos gamma. Para la determinación del holdup existen también herramientas que permiten medir el holdup local instantáneo y promedio en el tiempo hasta en ocho puntos en la sección transversal de la tubería. Esta técnica emplea la diferencia en conductividad eléctrica entre el petróleo y el agua¹⁰ y por consiguiente está restringida a aguas con salinidad superior a 5000 ppm, aproximadamente. También es posible medir el holdup local empleando principios de reflexión óptica y poder discriminar así entre petróleo, agua y gas. Integrando las lecturas de holdup local es posible obtener imágenes de la distribución de fases y valores promedios de holdup para la sección transversal de la tubería en prácticamente cualquier punto de interés.

TÉCNICA PROPUESTA

Es claro que la adquisición e interpretación de registros de producción está directamente afectada por los patrones de flujo multi-fásico. Son claras también las ventajas y limitaciones de las diferentes herramientas y técnicas de adquisición de datos en relación con los patrones de flujo petróleo-agua posibles en pozos productores. El reto consiste en predecir los patrones de flujo para los puntos de interés en el pozo y configurar así una herramienta capaz de adquirir información representativa para dichos patrones de flujo.

Para determinar en forma aproximada los patrones de flujo que se podrían encontrar en pozos productores es necesario dar solución al denominado Problema Inverso. Una manera es suponiendo un patrón de flujo y determinando si las condiciones hueco abajo posibilitan la existencia de dicho patrón de flujo. En este caso sería necesario efectuar la medición para poder validar la predicción. Una alternativa más agresiva consiste en aproximar las tasas de flujo de petróleo y agua para cada intervalo y determinar los patrones de flujo previamente a la corrida de la herramienta. Las tasas de flujo pueden ser estimadas por acoplamiento entre la dinámica del yacimiento y del pozo. Esta metodología tiene la ventaja de permitir diseñar la herramienta y procedimiento de adquisición asegurando mediciones representativas.

Existe una variedad de técnicas de acoplamiento yacimiento-pozo, las cuales varían en complejidad. No es intención del presente artículo revisar métodos de acoplamiento por lo que el siguiente análisis no pretende ser exhaustivo. Se presenta a continuación la alternativa más genérica, donde el flujo simultáneo de petróleo y agua en un yacimiento viene dado por la ecuación de difusividad. Es posible obtener una

solución analítica para la ecuación de difusividad suponiendo que el medio poroso contiene petróleo y agua, que cada fase tiene permeabilidades efectivas que son una función de la saturación; saturaciones que son una función del tiempo y propiedades físicas de los fluidos que son función de la presión. Si las fuerzas gravitacionales y capilares son despreciables, la ecuación de difusividad para flujo simultáneo de petróleo y agua puede ser expresada en su forma radial y en unidades de campo de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{f c_t}{0.000264 l_t} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2)$$

donde la compresibilidad total del sistema petróleo-agua está definida:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f, \quad (3)$$

y la movilidad total puede ser expresada en función de permeabilidades efectivas como:

$$l_t = \frac{k_o}{m_o} + \frac{k_w}{m_w}. \quad (4)$$

Las compresibilidades c_o y c_w vienen dadas respectivamente por:

$$c_o = - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p}, \quad (5.a)$$

y

$$c_w = - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p}. \quad (5.b)$$

El empleo de las relaciones (3)-(5) permiten simplificar el caso de flujo multi-fásico petróleo-agua asimilándolo al del flujo de una fase de un fluido incompresible, siempre que las gradientes de presión sean pequeñas, las gradientes de saturación sean también pequeñas y las presiones capilares puedan ser despreciadas. Bajo estas condiciones, la ecuación (2) es lineal y por lo tanto tendrá soluciones analíticas para una serie de casos dependiendo de la geometría del flujo, condiciones iniciales y condiciones de frontera en el pozo y en el lindero. Por ejemplo, para el caso de flujo radial con presión fluyente constante, yacimiento infinito y considerando efecto skin, la solución para tiempos largos empleando variables adimensionales vendrá dada por:

$$(q_D)_{r_D=1} = \frac{-2}{\ln t_D + 0.80907 + 2S}. \quad (6)$$

En el caso de flujo de capas múltiples independientes el problema es más complejo, esencialmente por el hecho que las tasas de flujo de cada capa serán proporcionales a la transmisibilidad kh/m de la capa y por que en un gran número de casos las tasas de flujo serán gobernadas esencialmente por el efecto skin. El flujo en capas múltiples puede ser aproximado mediante:

$$q(x) = \frac{0.00708 k_x h_x}{B m_x} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}. \quad (7)$$

Una aproximación más sencilla al problema de estimar las tasas de flujo de petróleo y agua para una serie de intervalos es mediante Análisis Nodal, empleando la mejor información disponible de presiones, roca, fluidos y dinámica de flujo en el yacimiento. El procedimiento es esencialmente iterativo hasta lograr el ajuste con las condiciones de producción en superficie, es decir, tasas de flujo de petróleo y agua y presión en cabeza o en el separador. Asumiendo flujo de estado estabilizado en la región vecina al pozo, la relación entre tasa de flujo y drawdown puede ser expresada mediante:

$$q_p(x) = J_p [p_e(x) - p_{wf}(x)], \quad (8)$$

donde, el subscrito p representa la fase y la variable x indica el yacimiento o zona abierta a producción. Nótese que $p_w(x)$ está sujeta a equilibrio hidráulico con el resto de intervalos completados. Cuando las condiciones en la vecindad del pozo no cambian con el tiempo, el índice de productividad J_p puede ser calculado a partir de pruebas de pozo. En una área de drenaje radial con saturación uniforme sobre el área de drenaje, J_p puede ser calculado a partir de la Ley de Darcy:

$$J_p = \frac{0.00708 k k_{rp} h}{B_p m_p \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S + C \right]}, \quad (9)$$

donde la constante C toma el valor de -0.5 para flujo pseudo-estable y -0.75 si J_p está basado en presión promedia sobre el área de drenaje en lugar de la presión en el límite exterior del yacimiento.

En caso de tratarse de intervalos completados en el mismo yacimiento, con el mismo drawdown y skin, el reparto de producción puede realizarse mediante un promedio pesado en base a capacidades de las capas individuales, es decir:

$$q_p(x) = \frac{k_x h_x \left[\frac{k_{rp}}{m_p B_p} \right]_x q_{pt}}{\sum_{x=1}^n k_x h_x \left[\frac{k_{rp}}{m_p B_p} \right]_x}. \quad (10)$$

El empleo de las ecuaciones (9) y (10) consiste en lograr mediante un procedimiento iterativo el balance entre caudales y presiones fluyentes en frente de cada intervalo hasta obtener las condiciones de flujo de fondo que soporten los datos medidos en superficie.

Para simplificar el problema se sugieren las siguientes condiciones de frontera:

(i) Al tope de las perforaciones superiores:

$$q_o = q_{osc} B_o, \quad (11.a)$$

y

$$q_w = q_{wsc} B_w. \quad (11.b)$$

(ii) En el fondo del pozo:

$$q_o = q_w = 0. \quad (12)$$

Las presiones fluyentes en los diferentes intervalos en el pozo no son independientes entre sí, por el contrario, están relacionadas por la hidráulica del pozo. Es decir, la diferencial de presiones entre dos segmentos contiguos en el pozo vendrá dada por la sumatoria de los componentes de elevación, fricción y aceleración. El componente en elevación puede ser calculado conociendo el holdup, densidades de los fluidos puros a condiciones de fondo y ángulo de inclinación. El componente en aceleración puede ser despreciado en la mayoría de casos prácticos. Las pérdidas de presión por fricción son una función compleja de la velocidad y propiedades físicas de la mezcla y geometría de la tubería y pueden ser calculadas empleando modelos mecánicos como los propuestos por Flores¹⁴ y por Flores et al.¹⁶.

En el caso de pozos horizontales existe una variedad de modelos²⁰⁻²⁶ para determinar productividad como función de parámetros geométricos del pozo y características del yacimiento.

Una vez calculadas las tasas de flujo de petróleo y agua para cada intervalo, el problema se cierra determinando los patrones de flujo mediante modelos mecánicos^{14,16,18}. Por ejemplo, la Figura 8 muestra cuatro estaciones calculadas y superpuestas al patrón de flujo petróleo-agua para un ángulo de 60° con la horizontal. Nótese que en las estaciones superiores (A y B) el patrón de flujo corresponde a D O/W CC mientras que las dos inferiores (C y D) corresponde a los patrones de flujo D O/W PS y D O/W CT. En los

dos primeros casos no se anticipan complicaciones en la adquisición ni interpretación. En las dos últimas se presentará recirculación local de agua, por lo que mediciones representativas de flujo y holdup no serían posibles.

CONCLUSIONES

1. Los registros de producción proporcionan información esencial para el diagnóstico de problemas de producción y el monitoreo de productividad de los yacimientos. Sin embargo, la adquisición e interpretación de estos registros es un problema complejo para condiciones de flujo multi-fásico, particularmente en pozos inclinados y horizontales. La causa fundamental es la existencia de diversos patrones de flujo (flow patterns) cada uno con características hidrodinámicas particulares, las cuales podrían no ser favorables para las herramientas de registros de producción disponibles. Se presenta por primera vez una revisión integral de los patrones de flujo petróleo-agua posibles en pozos productores como función de las variables fundamentales como geometría del sistema, condiciones operacionales y propiedades físicas de los fluidos.
2. Se revisó la tecnología para adquisición de datos de registros de producción y se evaluó su efectividad para obtener información representativa hueco abajo. En pozos verticales la tecnología convencional presenta características favorables, sin embargo es recomendable incorporar sensores para holdup local para una mejor caracterización de los patrones de flujo. En pozos inclinados existe una condición altamente desfavorable para la mayoría de herramientas, la cual viene dada por los patrones de flujo con recirculación local de agua en la parte baja de la tubería. Corridos de registros de producción deberán ser consideradas cuidadosamente en estos casos. Los llamados pozos horizontales presentan usualmente una combinación de problemas adicionales, incluyendo recirculación, ondas, flujo por detrás del revestidor, etc., que podrían complicar las interpretaciones. Para pozos desviados y horizontales es imperativo complementar las herramientas convencionales con sensores de tecnología moderna como medidores de velocidad de fase individual, medidores de velocidad de agua, sensores de conductividad petróleo-agua para holdup local y conteo de burbujas. La efectividad de las mediciones y las interpretaciones deberán ser evaluadas cuidadosamente en estos casos.
3. Se presenta una metodología novedosa basada en la solución del denominado Problema Inverso para predecir la existencia de patrones de flujo. El método consiste en calcular las tasas de flujo de petróleo y agua para cada intervalo por acoplamiento entre la dinámica del yacimiento y del pozo. Se sugieren dos aproximaciones para calcular el flujo del yacimiento al pozo, uno basado en la solución rigurosa de la ecuación de difusividad y el otro en una simplificación empleando Análisis Nodal. En ambos casos se debe maximizar la calidad de la información de entrada. Obtenidas las tasas de flujo de petróleo y agua para cada intervalo se determinan los patrones de flujo empleando preferiblemente modelos mecanísticos. Conocidos los patrones de flujo en los puntos de interés en el pozo es posible diseñar la herramienta más adecuada para la adquisición.
4. La técnica propuesta proporciona un alto grado de confianza sobre la efectividad de la adquisición como función de las características de la herramienta y los patrones de flujo a encontrarse hueco abajo. Tiene además el potencial de reducir significativamente el número de registros de producción corridos en condiciones donde las mediciones no serán representativas de la totalidad de sección transversal de la tubería. Se facilita sustancialmente la interpretación de los registros, minimizando incertidumbres y maximizando la toma de decisiones remediales correctas. El método se puede emplear también para validar registros existentes.

AGRADECIMIENTO

El autor agradece a Schlumberger Oilfield Services por permitir la publicación de este artículo.

REFERENCIAS

1. Wade, R.T., Cantrell, R.C., Poupon, A. y Moulin, J.: "Production Logging-The Key to Optimum Well Performance", *JPT*, Feb. 1965, pp. 137-144.
2. Curtis, M.R.: "Flow analysis in producing wells", artículo SPE 1908 presentado en el 42avo. SPE Annual Fall Meeting, Houston, Texas, Oct. 1-4, 1967.

3. Hill, A.D. y Oolman, T.: "Production Logging Tool Behavior in Two-Phase Inclined Flow", *JPT*, Oct. 1982, pp. 2432-2440.
4. Flexhaug, L.A.: "Production profiles on deviated multiphase producers", artículo 83-34-40, presentado en el 34avo. Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Banff, Canadá, May. 10-13, 1983.
5. Davarzani, J., Sloan, M.L. y Roesner, R.E.: "Research on Simultaneous Production Logging Instruments in Multiphase Flow Loop", artículo SPE 14431, presentado en el 60avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Sep. 22-25, 1985.
6. Roesner, R.E., LeBlanc, A.J. y Davarzani, M.J.: "Effects of Flow Regimes on Production Logging Instruments' Responses", artículo SPE 18206, presentado en el 63avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct. 2-5, 1988.
7. Hill, A.D.: *Production Logging-Theoretical and Interpretive Elements*, SPE, Monografía 14, Richardson, Texas, 1990, pp. 81-111.
8. Aguilera, R., Artindale, J.S., Cordell, G.M., Ng, M.C., Nicholl, G.W. y Runions, G.A.: *Horizontal Wells*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1991, pp. 101-102.
9. Ding, Z.X., Anderson, C. y Ma, T.A.: "Production Logging Interpretation Techniques: Past and Future", artículo II, presentado en el 33avo. SPWLA Annual Logging Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, Jun. 14-17, 1992.
10. Halford, F.R., MacKay, S., Barnett, S. y Petler, J.S.: "A Production Logging Measurement of Distributed Local Phase Holdup", artículo SPE 35556, presentado en el European Production Operations Conference and Exhibition, Stavanger, Noruega, Abr. 16-17, 1996.
11. Tabeling, P., Pouliquen, O., Theron, B. y Catala, G.: "Oil water flows in deviated pipes: experimental study and modeling", proceedings de la 5ta. International Conference on Multiphase Flow Production, Cannes, Francia, Jun. 19-21, 1991, pp. 294-306.
12. Piers, G.E., Perkins, J. y Escott, D.: "A New Flowmeter for Production Logging and Well testing", artículo SPE 16819, presentado en el 62avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Sep. 27-30, 1987.
13. Bamforth, S., Besson, C., Stephenson, K., Whittaker, C., Brown, G., Catala, G., Rouault, G., Theron, B., Conort, G., Lenn, C. y Roscoe, B.: "Revitalizing Production Logging", *Schlumberger Oilfield Review*, Winter 1996, pp. 44-60.
14. Flores, J.G.: "*Oil-Water Flow in Vertical and Deviated Wells*", Ph.D. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1997.
15. Flores, J.G., Chen, X.T., Sarica, C. y Brill, J.P.: "Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical and Deviated Wells", artículo SPE 56108, *SPE Production & Facilities*, May. 1999, pp. 102-109.
16. Flores, J.G., Sarica, C., Chen, X.T. y Brill, J.P.: "Investigation of Holdup and Pressure Drop Behavior for Oil/Water Flow in Vertical and Deviated Wells", *Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 120, No. 1, Mar. 1988, pp. 8-14.
17. Scott, G.M.: "*A Study of two-phase liquid-liquid flow at variable inclinations*", M.S. thesis, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 1985.
18. Trallero, J.L.: "*Oil-Water Flow Patterns in Horizontal Pipes*", Ph.D. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1995.
19. Alkaya, B.: "Oil-Water Flow Patterns in Slightly Inclined Pipes", Progress Report, TUFFP, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, Sep. 1998.
20. Giger, F.M., Reiss, L.H. y Jourdan, A.P.: "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling", artículo SPE 13024, presentado en el 59avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Sep. 16-19, 1984.
21. Goode, P.A. y Thambynayagam, R.K.M.: "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media", artículo SPE 14250, presentado en el 60avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Sep. 22-25, 1985.
22. Kuchuk, F.J., Goode, P.A., Brice, B.W., Sherrard, D.W. y Thambynayagam, R.K.M.: "Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells", artículo SPE 18300, presentado en el 63avo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct. 2-5, 1988.
23. Joshi, S.D.: "Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells", *JPT*, Jun. 1988, pp. 729-739.
24. Renard, G. y Dupuy, J.M.: "Formation Damage Effects on Horizontal-Wells Flow Efficiency", *JPT*, Jul. 1991, pp. 786-869.
25. Babu, D.K. y Odeh, A.S.: "Productivity of a Horizontal Well", *SPE Reservoir Engineer*, Nov. 1989, pp. 417-421.
26. Economides, M.J., Hill, A.D. y Ehlig-Economides, C.: *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall Ed., 1994, Capítulos 2 y 4.

NOMENCLATURA

A	área de sección transversal de la tubería
B	factor de volumen de formación
J	índice de productividad
P_e	presión en el lindero exterior
P_{wf}	presión fluyente frente a las perforaciones
S	skin
c	compresibilidad
h	espesor
k	permeabilidad
p	presión
q	tasa de flujo
r	distancia radial, medida a partir del pozo
r_e	radio del yacimiento
r_w	radio del pozo
t	tiempo
v	velocidad actual (insitu)
v_{o-w}	velocidad de deslizamiento (slippage) petróleo-agua
x	capa o intervalo

Subscritos

D	adimensional
o	petróleo
p	fase
r	relativa
s	superficial
sc	condiciones standard
t	total
w	agua

Letras griegas

f	porosidad
l	movilidad
m	viscosidad

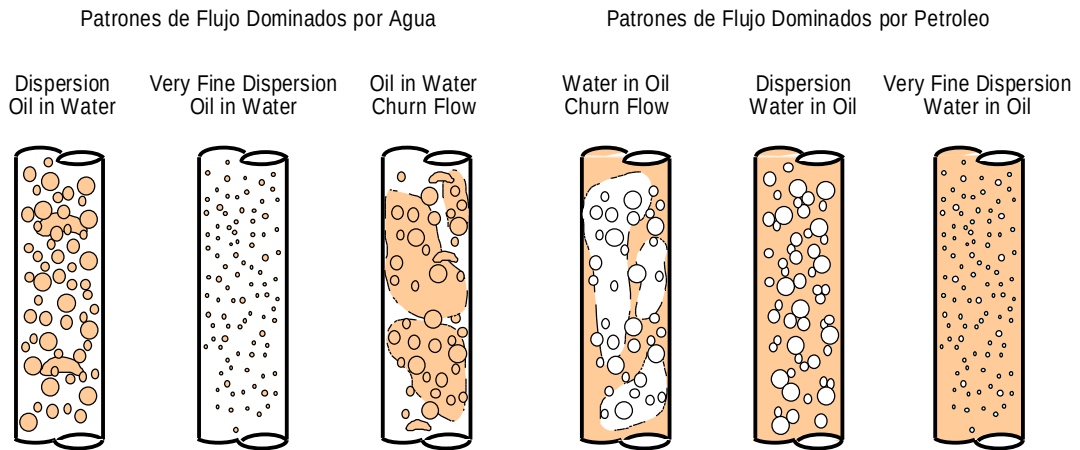


Fig. 1 Representación esquemática de patrones de flujo petróleo-agua en flujo vertical

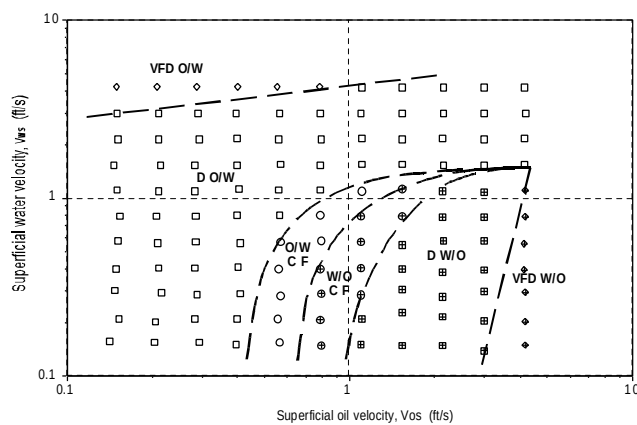


Fig. 2 Vertical oil-water flow pattern map.

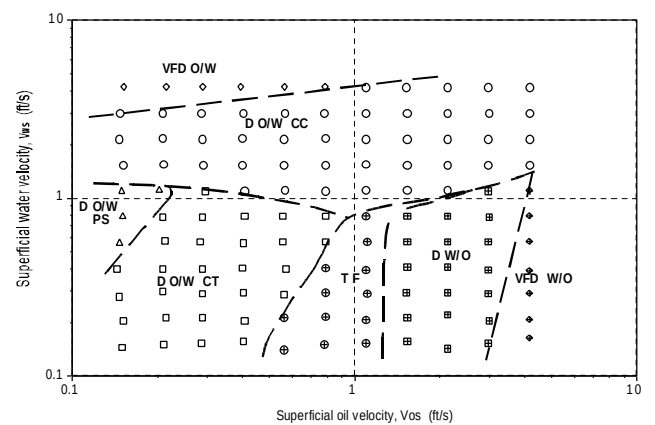


Fig. 4 Oil-water flow pattern map for 75°.

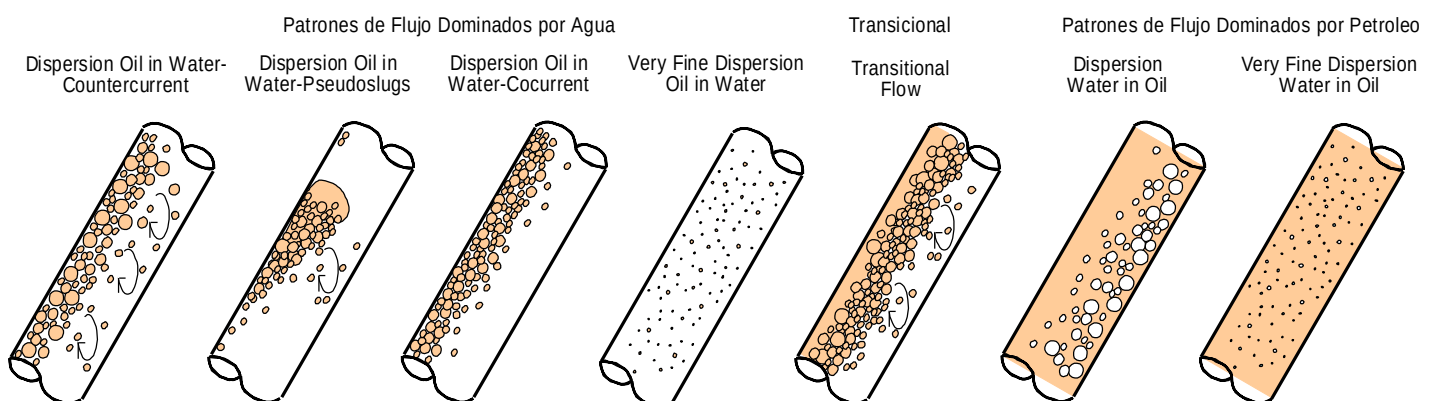


Fig. 3 Representación esquemática de patrones de flujo petróleo-agua en flujo inclinado

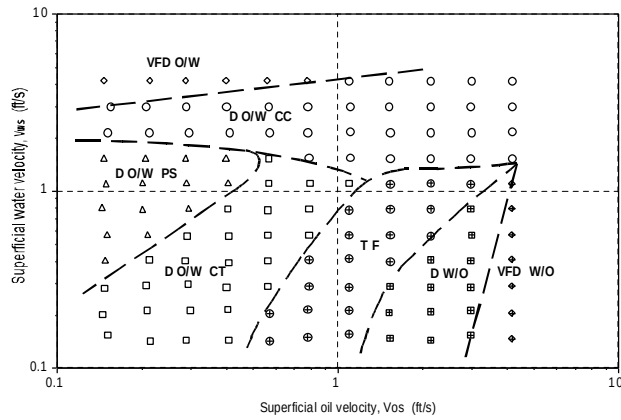


Fig. 5 Oil-water flow pattern map for 60°.

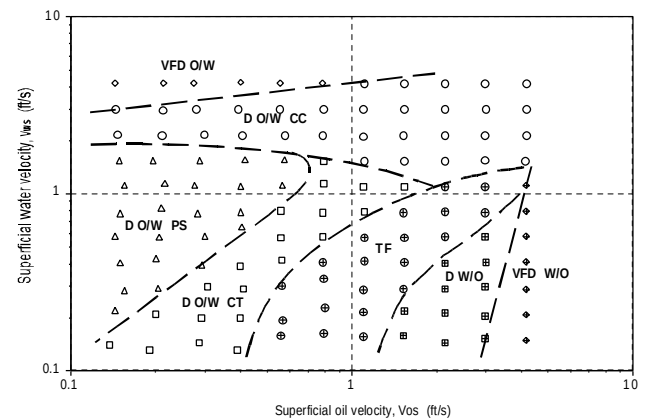


Fig. 6 Oil-water flow pattern map for 45°.

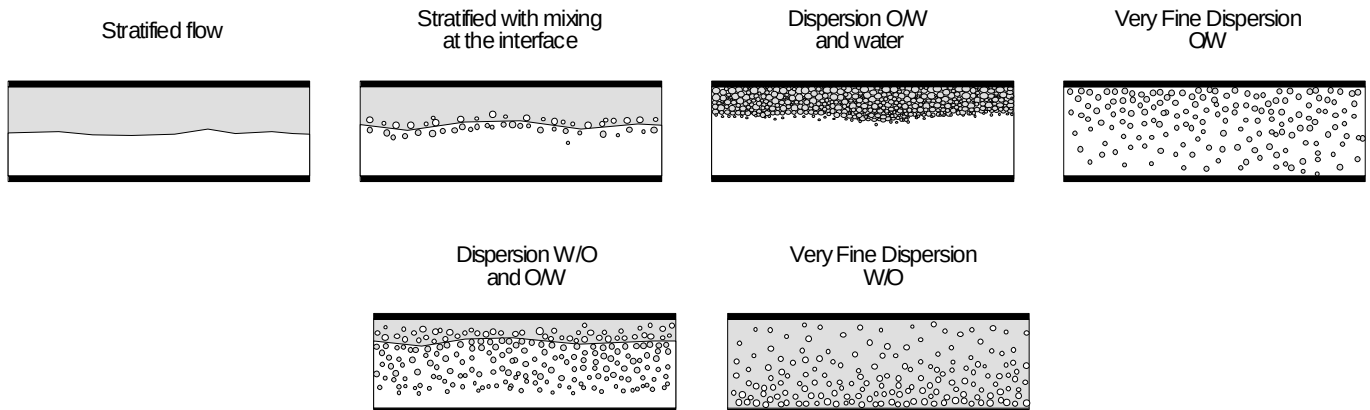


Fig. 7 Representación esquemática de los patrones de flujo petróleo-agua en flujo horizontal

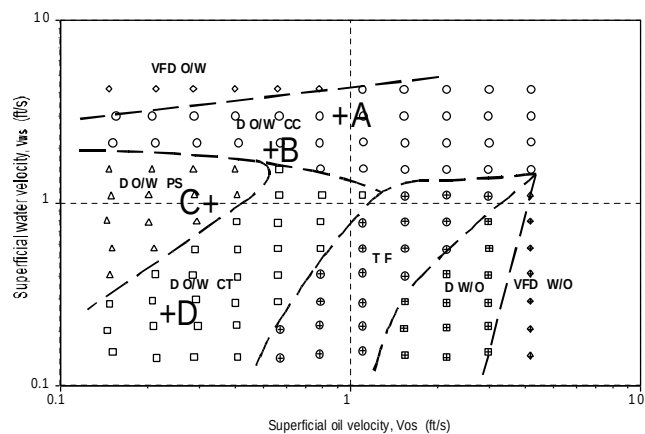


Fig. 8 Predicción de patrones de flujo petróleo-agua para 60°.