

ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Se presentan aspectos geológicos y de ingeniería en yacimientos naturalmente fracturados. En nuestra experiencia deben ser tenidos en cuenta los siguientes aspectos: la importancia del trabajo para Colombia, en nuestra opinión, radica en que muchos yacimientos naturalmente fracturados describen (y algunos ya han sido reconocidos y tratados como tales) y hay muchos más por descubrir. Para la mayor cantidad posible de lectores el trabajo se focaliza en aspectos prácticos de la explotación y producción. La mayoría de los reservorios fracturados, tal como se los ve en el mundo, han sido descubiertos accidentalmente por alfileres que buscaban otra clase de reservorio. Cada yacimiento naturalmente fracturado requiere un tipo de investigación por sí solo. Tratar de mezclar una técnica de explotación de un resultado con otro yacimiento puede llevar a grandes pérdidas económicas muy significativas. La clave del éxito en la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados es la cooperación interdisciplinaria entre geólogos y ingenieros.

This paper presents geologic and engineering aspects of naturally fractured reservoirs. In the authors' experience must be taken into account for a variety of reasons. First, there are many there are many naturally fractured reservoirs (many of which have not yet been recognized and treated as such) and there remain many more to be discovered. The paper focuses on practical aspects of naturally fractured reservoirs. Most naturally fractured reservoirs have been discovered accidentally by somebody that was looking for other type of reservoir. Each naturally fractured reservoir must be considered a case by case. Trying to mix a technique of exploitation of a result with another reservoir can lead to significant financial losses. The key to success in most naturally fractured reservoirs consist of interdisciplinary cooperation between geologists and engineers.



ASPECTOS GEOLÓGICOS

Una fractura puede ser definida como una discontinuidad que resulta de esfuerzos (stresses) que exceden la resistencia (strength) a la ruptura de una roca¹. Un reservorio naturalmente fracturado es uno que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza², o sea que son el resultado de esfuerzos que existían en el momento en que la roca se fracturó³. Estas fracturas pueden tener efectos positivos, negativos o neutrales en el flujo de fluidos dentro del reservorio.

Las fracturas, por ejemplo, pueden tener un efecto positivo al maximizar el flujo de petróleo, pero también un efecto negativo al acelerar la conificación de gas o agua.

Las fracturas naturales pueden ser el resultado de^{3,4}:

- Deformación estructural asociada con fallamientos y plegamientos
- Erosión de la carga litostática que permite expansión, levantamiento y fracturamiento de las capas
- Reducción en el volumen de la roca
- Paleo-karstificación y colapso por solución
- Liberación de presiones anormales de fluidos en el yacimiento cuando se aproximan a la presión de la carga litostática
- Impacto de meteoritos que pueden causar sistemas fracturados muy complejos y extensos

Algunas de las litologías en donde hemos encontrado fracturas naturales que producen hidrocarburos comercialmente incluyen dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas, y carbones. Las hemos encontrado a través de toda la columna estratigráfica y en más de 40 países en donde hemos estudiado esta clase de reservorios. Recomendamos inicialmente clasificar el reservorio desde un punto de vista geológico teniendo en cuenta que las fracturas pueden ser tectónicas, regionales, contraccionales, asociadas con la superficie o una combinación de 2 o más de estas clases. Igualmente es muy importante determinar la morfología de las fracturas, las cuales pueden estar abiertas, deformadas, cementadas, parcialmente cementadas o con vugulos. Esto debe ser seguido por una clasificación basada en el almacenamiento relativo en las fracturas. Los reservorios fracturados pueden ser de Tipo A, B o C. Esta clasificación^{2,4} es muy importante porque los completamientos al igual que los

recobros últimos de hidrocarburos varían dependiendo de que los reservorios sean de Tipo A, B o C.

CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA

Las fracturas naturales pueden ser tectónicas, regionales, contraccionales o asociadas con la superficie¹⁻³. En algunos casos 2 o más tipos de fracturas pueden estar superpuestas lo cual lleva a valores muy grandes de transmisibilidad. La mayor producción de hidrocarburos de yacimientos naturalmente fracturados en el mundo proviene de fracturas tectónicas. Esto es seguido por yacimientos con fracturas regionales.

Fracturas Tectónicas. Estas fracturas están asociadas con un evento tectónico local y se deben a fallamiento o plegamiento. Las fracturas tectónicas son altamente repetitivas a escalas que van desde lineamientos detectados por satélites y fotografías aéreas hasta la escala del tamaño de un grano. Desde un punto de vista práctico esto es bueno porque ayuda a mejorar la permeabilidad y la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos dentro de las fracturas. Desde un punto de vista teórico es un poco problemático porque el espaciamiento entre fracturas tectónicas varía en forma considerable. Debido a esto, las fracturas tectónicas pueden ser manejadas en una forma más o menos rigurosa usando la teoría de fractales (fractal theory) o calculando un espaciamiento "característico" a partir de ensayos de interferencia, curvas de remontamiento o caída de presión (buildup o drawdown)⁹.

Las fracturas asociadas con fallamiento son el resultado de los mismos esfuerzos diferenciales (differential stresses) que crearon la falla. Como consecuencia, las fracturas de cizalla (shear fractures) pueden ser consideradas como miniaturas de la falla y sus 2 orientaciones pueden ser determinadas basados en la orientación e inclinación de la falla. En general, se ha encontrado que el grado de fracturamiento tiende a ser grande cerca de las fallas y disminuye a medida que nos alejamos de las fallas.

De acuerdo con estudios llevados a cabo por Stearns¹ las fracturas asociadas con plegamiento están genéticamente relacionadas con el proceso de plegamiento y no con los esfuerzos regionales que causaron el pliegue. Estas fracturas pueden ser de Tipo 1, 2, 3 o 4 dependiendo de la orientación de los esfuerzos que generaron las fracturas². Basados en nuestra experiencia las fracturas de Tipo 1 y 2 tienden a ser más numerosas.

En las fracturas de Tipo 1, el esfuerzo principal más

grande (s_1), es paralelo al buzamiento de las capas, el esfuerzo principal mínimo (s_3) es paralelo al rumbo de las capas, y s_1 y s_3 están en el plano de buzamiento de la capa.

En las fracturas de Tipo 2, s_1 y s_3 también están en el plano de buzamiento de la capa, pero s_1 es paralela al rumbo de la capa y s_3 es paralelo a la dirección de la inclinación. Para una explicación detallada de las fracturas de Tipo 1 a 4 el lector es referido al libro de Aguilera².

Fracturas Regionales. Se caracterizan porque se desarrollan a través de áreas muy grandes de la corteza terrestre con un cambio relativamente pequeño en orientación, son ortogonales y son siempre perpendiculares a las capas donde se presentan³. En la práctica se ha observado que la orientación de estas fracturas puede tener cambios pequeños de hasta 10 o 15° sobre una distancia de aproximadamente 160 km. Estas fracturas, al contrario de las tectónicas, no son repetitivas (fractales) y definen muy bien el sistema de matriz.

Fracturas Diagenéticas. Están asociadas con una reducción en el volumen de la roca. Esta reducción en volumen puede ser el resultado de secamiento (perdida de agua) de la roca, contracción térmica o dolomitización.

Fracturas Asociadas con la Superficie. Se deben a la pérdida de carga litostática. Por ejemplo una roca 7,000 pies de profundidad soporta una carga litostática de aproximadamente 7,000 psi. Si a esta profundidad se corta un núcleo y se trae a la superficie donde la presión es 14.7 psi, se pueden generar fracturas asociadas con la superficie que no estaban originalmente en el yacimiento. Un fenómeno similar puede ocurrir en áreas en donde ha habido erosión.

MORFOLOGÍA DE LAS FRACTURAS

Es importante describir las características y la mineralización secundaria que puede ocurrir o no en las fracturas^{3,4}.

Fracturas Abierta. Buena Suerte o Puras Ilusiones? Se caracterizan porque su superficie no ha sido alterada por mineralización secundaria y se encuentran abiertas en el momento en que el yacimiento es descubierto. Hay que tener mucho cuidado en la evaluación de yacimientos con esta clase de fracturas porque inicialmente pueden dar caudales de hidrocarburos muy grandes que en algunos casos se reducen a producciones no económicas en tiempos

muy cortos (a veces unos pocos días). Esto ocurre porque las fracturas abiertas pueden tener la tendencia a cerrarse a medida que se produce el pozo debido al incremento en los esfuerzos netos perpendiculares a las fracturas.

Debido a esto es importante conocer la magnitud y la dirección de los esfuerzos in-situ (contemporáneos), además de la inclinación, dirección y espaciamiento de las fracturas. En algunos casos la dirección de los esfuerzos principales puede ser encontrada basados en la ovalización del pozo (borehole breakouts) que se determina a partir de los perfiles de calibración (caliper).

La mayoría de las fracturas con las cuales hemos trabajado a una profundidad de más de 3000 pies tienden a ser verticales o de alta inclinación. Como resultado pueden ser explotadas en una forma más eficiente utilizando pozos direccionales u horizontales. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja (típicamente fracción de millidarcy) los pozos se pueden perforar en forma tal que vayan perpendiculares a las fracturas. Si la permeabilidad de la matriz es suficientemente buena para permitir caudales comerciales de hidrocarburos, es mejor perforar los pozos paralelamente a las fracturas para retardar una posible conificación de agua o gas.

Igualmente se debe tener buen conocimiento de la porosidad y permeabilidad de las fracturas. Cuando se estén evaluando estas propiedades es importante recordar que los valores que se calculen dependen en gran parte de la escala que se este utilizando en el análisis. Por ejemplo, si al estar perforando un pozo la broca cae instantáneamente 30 pies, la porosidad de la fractura dentro de esos 30 pies en esa localización específica es 100%. Sin embargo la porosidad de todas las fracturas a nivel del volumen del yacimiento puede ser por ejemplo 1%.

Fracturas Deformadas. Cuidado con la Anisotropía! Se caracterizan porque han sido modificadas después de su formación debido a deslizamiento friccional de cizalla a lo largo de la fractura. Esto aumenta la temperatura de la roca y produce caras pulidas y brillantes (slickensides) que dan una permeabilidad perpendicular a las fracturas cercana a cero.

Otra deformación puede ocurrir principalmente en areniscas con porosidades mayores de aproximadamente 15%. En este caso el cizallamiento puede moler el grano de la roca original generando granos más finos, los cuales quedan atrapados dentro de la fractura (gauge-filled fractures). Esto conlleva a una



reducción en permeabilidad perpendicular a la fractura, lo cual genera anisotropías grandes dentro del yacimiento. Aunque se presentan principalmente en areniscas, de vez en cuando las hemos visto también en carbonatos.

Fracturas Parcialmente Mineralizadas. Pueden dar los Mejores Recobros!. En nuestra experiencia estas son las fracturas que dan las producciones de hidrocarburos más consistentes a través de la vida del yacimiento. Esto se debe a que la mineralización secundaria parcial (por ejemplo cuarzo o calcita) actúa como un agente de sosten natural que no permite (o por lo menos reduce) el cierre de las fracturas. Es importante que el geólogo examine cuidadosamente los núcleos y las secciones delgadas del yacimiento para estimar visualmente la cantidad de mineralización secundaria presente en el sistema.

Fracturas Completamente Mineralizadas. Mala Suerte!. Estas fracturas forman compartimientos aislados en el yacimiento que llevan a recobros muy bajos aunque los volúmenes de hidrocarburos in-situ sean grandes. Pozos direccionales y horizontales ayudan a mejorar un poco los recobros.

Fracturas Vugulares. Pueden dar Caudales Gigantescos!. Estas fracturas pueden tener porosidades muy grandes (dentro de ciertos intervalos 100%) y permeabilidades de muchos darcies que llevan a lo que a veces se ha llamado yacimientos de super-K. Los caudales que se obtienen pueden ser de muchos miles de barriles de petróleo (y/o agua) por día. Estas fracturas presentan la ventaja de que no se cierran a medida que se produce el yacimiento debido a la forma irregular y redondeada de los vugulos.

ALMACENAMIENTO EN LA MATRIZ Y LAS FRACTURAS

Los yacimientos naturalmente fracturados son muy complejos. No solamente puede haber variación en la clase de fracturas (tectónicas, regionales, diagenéticas, asociadas con la superficie) y en la morfología, sino que también puede haber cambios significativos en el almacenamiento de hidrocarburos que hay en la matriz y en las fracturas.

Por muchos años hemos utilizado² con bastante éxito una clasificación ABC que fue introducida originalmente por McNaughton and Garb⁵. En un yacimiento de Tipo A, hay una capacidad grande de almacenamiento en la matriz y muy pequeña en las fracturas. La mayoría de las publicaciones geológicas y

de ingeniería se concentran en esta clase de yacimientos. En un yacimiento de Tipo B hay aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y las fracturas. En un yacimiento de Tipo C las fracturas aportan esencialmente todo el almacenamiento de hidrocarburos y toda la permeabilidad. La matriz no aporta nada.

Esta clasificación es importante porque los recobros porcentuales que se obtienen de cada tipo de yacimiento varían considerablemente. Es también importante desde el punto de vista del completamiento del pozo porque basados en nuestra experiencia, es más fácil dañar un yacimiento de Tipo C que un yacimiento de Tipo A durante la perforación y el completamiento. Como consecuencia recomendamos nunca poner cemento en contacto con un yacimiento de Tipo C.

COMO EVALUARLOS?

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser evaluados usando fuentes directas e indirectas de información². Las fuentes directas incluyen núcleos, muestras de zanja (drill cuttings) y cámaras para tomar fotos o videos dentro del pozo. Las fuentes indirectas de información incluyen afloramientos, la historia de perforación del pozo(s) y perfil de lodos (mud logs), perfiles convencionales y especializados, datos sísmicos (preferencialmente 3D), análisis de presiones, empaques inflables y la historia de producción del pozo(s).

FUENTES DIRECTAS DE INFORMACIÓN

Núcleos (o corazones). Un núcleo orientado puede proveer información relacionada con la orientación y la inclinación de la fractura. El éxito en el estudio del núcleo comienza con una planeación apropiada^{2,6}. La compañía de servicios debe ser notificada por adelantado de que el corazonamiento envuelve a un yacimiento fracturado. En esta forma la compañía de servicios puede enviar personal especializado al igual que el equipo que se requiere para cortar y recuperar la mayor cantidad posible del núcleo fracturado. El geólogo de la compañía operadora también debe ser un experto en el manejo de núcleos fracturados. Debe documentar meticulosamente el núcleo indicando si las fracturas son naturales, si se produjeron artificialmente durante la perforación o mientras se sacaba el núcleo del barril, o si son simplemente el resultado del martillo del geólogo. Igual-

mente se debe indicar si ha habido emanaciones de petróleo y/o gas de las fracturas y de la matriz. El núcleo debe ser preservado con cuidado envolviéndolo con plástico para tratar de minimizar las pérdidas de fluidos del reservorio y/o la deshidratación del núcleo. Algunos de las evaluaciones claves que se deben llevar a cabo en el núcleo incluyen:

- Descripción del tipo de fracturas
- Porosidad y permeabilidad a pleno diámetro
- Densidad del grano
- Parámetros petrofísicos m y n para la matriz y el sistema compuesto
- Análisis rutinario de tapones (plugs) sin fracturas
- Presiones capilares preferencialmente por inyección de mercurio y permeabilidades relativas
- Características mecánicas de la roca (relación de Poisson, módulo de Young, esfuerzos (stress-strain), compresibilidad de la matriz y de las fracturas)
- Fotografía del núcleo fracturado
- Lajamiento (slabbing) una vez que se han descrito todas las fracturas
- Análisis de secciones delgadas
- Análisis de microscopio SEM y de energía dispersiva
- Difracción de rayos X
- Impregnación con epoxy
- Espectrometría de rayos gamma y velocidad sónica
- Solubilidad
- Permeabilidad y porosidad a partir de permeámetros (PDPP o equivalente)

Muestras de Zanja (drill cuttings). Cuando se analizan bajo el microscopio con cuidado se pueden llegar a detectar fracturas mas que todo de tipo tectónico en muestras de zanja. En este caso se pueden ver microcristales que han crecido dentro de las fracturas, bordes puntiagudos y angulares que pueden tener formas triangulares y pueden estar o no limitados por mineralización secundaria. También se pueden ver estilotitas, y muchas otras características estructurales. En otras palabras las muestras de zanja nos pueden dar un mundo completo de información acerca de las fracturas naturales si el geólogo toma suficiente tiempo para analizarlas y distinguirlas de fracturas inducidas durante la perforación.

Fotografías y Videos del Pozo. Existen cámaras que permiten examinar en detalle pozos verticales,

desviados y horizontales. La limitación es que usualmente se requiere un fluido limpio y transparente o un pozo vacío para obtener una buena fotografía. En el caso de pozos de petróleo en producción que estén cortando algo de agua se puede observar en los videos partes oscuras que corresponden al petróleo y partes claras que corresponden al agua.

FUENTES INDIRECTAS DE INFORMACIÓN

Afloramientos. En nuestra opinión los afloramientos son fuentes muy importante de información. En experimentos que hemos llevado a cabo hemos encontrado que geólogos e ingenieros con muchos años de experiencia al ver un afloramiento con muchas fracturas llegan a la conclusión rápida de que no hay ningún orden y que las fracturas son aleatorias. Cuando estos mismos profesionales "miden" las fracturas, las orientaciones y los espaciamientos entre fracturas descubren que lo que a primera vista parece aleatorio en realidad tiene un orden. Este orden refleja los paleoesfuerzos que existían cuando las fracturas fueron formadas. Debido a esto si la compañía tiene la fortuna de contar con afloramientos recomendamos hacer toda clase de mediciones en el afloramiento, cortar núcleos someros, preparar secciones delgadas, determinar porosidades y permeabilidades y comparar los resultados de los afloramientos con núcleos cortados a profundidad en el yacimiento de interés.

Obviamente este trabajo debe ser llevado a cabo por profesionales expertos para filtrar los efectos de fracturas tensionales que resultan de la liberación de esfuerzos cuando las rocas llegan a la superficie y los efectos de la interperie (weathering) en general.

Historia de Perforación y Perfil de Lodos. Esta es otra fuente muy poderosa de información. Conocemos áreas en diferentes lugares del mundo en donde las compañías han perforado por muchos años para llegar a un objetivo comercial. Durante el proceso de perforación han tenido que atravesar algunas zonas que les producen grandes dolores de cabeza debido a perdida circulación del lodo. La solución muchas veces ha sido cementar estas zonas. Cuando posteriormente alguien decide ensayar una de estas zonas antes de cementarla han tenido la grata sorpresa de que el intervalo es un productor neto de hidrocarburos que en muchos casos fluye a caudales económicos. Basados en estas experiencias recomendamos examinar con mucho detalle los perfiles de lodos. Un



aumento en la rapidez de la perforación o una pérdida de circulación aunque sea pequeña puede estar dando un buen indicio con respecto a la presencia de un yacimiento naturalmente fracturado.

Perfiles Convencionales y Especializados. Durante los últimos años ha habido grandes avances en la calidad de los perfiles para evaluar toda clase de reservorios. Sin embargo es muy importante recordar que los perfiles son fuentes indirectas de información y que las interpretaciones de estos perfiles se llevan a cabo con ecuaciones que pueden o no tener aplicación en el yacimiento donde uno está trabajando. Dentro de lo posible los perfiles deben ser calibrados con datos de núcleos. Algunos de los perfiles desarrollados por las compañías de servicios que pueden dar información valiosa (indirecta) en yacimientos naturalmente fracturados incluyen²:

- Amplitud sísmica
- Intensidad variable
- Perfilaje vertical sísmico (VSP) y partición de la onda de cizallamiento (shear wave splitting)
- Sónico, neutrón, densidad
- Caliper(s)
- Resistividad (incluyendo el viejo pero muy poderoso microlog)
- Perfil de Pe
- Borehole televiewer
- Dipmeter
- Potencial espontáneo
- Curva de delta rho
- Índice de uranio
- Perfil de temperatura
- Perfil de ruido
- FMI, FMS, EMI

En algunos casos es posible cuantificar el grado de fracturamiento a partir de perfiles. Cuando se trabaja con la combinación neutrón -densidad- sónico se puede asumir en algunos reservorios que la combinación del neutrón y el densidad da la porosidad total y el sónico da la porosidad de la matriz. La diferencia es la porosidad de la fractura o por lo menos un índice del grado de fracturamiento.

Otra posibilidad es usar graficados de Pickett combinados con modelos de doble porosidad^{2,7}. La ventaja de los graficados de Pickett es que se pueden preparar utilizando perfiles modernos y antiguos. O

sea que los pozos viejos no tienen que ser ignorados durante el análisis. Los modelos de doble porosidad se basan en la observación de que el exponente de la porosidad o factor de cementación, m , de un sistema compuesto de matriz y fracturas es mas pequeño que el exponente m_b de únicamente la matriz. En general, entre mas pequeño es el valor de m mas grande es el grado de fracturamiento. Lo contrario ($m > m_b$) ocurre cuando el reservorio contiene vugulos que no están comunicados.

Las imágenes obtenidas a partir de herramientas de microresistividad (FMI, EMI) permiten estimar valores de permeabilidad, espaciamiento y apertura de las fracturas. Recomendamos utilizar estos números como indicadores relativos de estas propiedades. No como valores absolutos. Basados en nuestra experiencia los mejores datos que se pueden obtener de las imágenes, resistivas y sónicas, son la orientación y la inclinación de las fracturas.

Datos Sísmicos. Grandes avances se han logrado en el campo de la sísmica 3D que permiten en ciertos casos determinar la orientación, anisotropía y densidad de las fracturas⁸ y el tipo de fluido que hay en el yacimiento. Para esto se usa la metodología AVO (amplitud vs. Offset) y AVAZ (amplitud vs. Azimuth). En la teoría estas técnicas funcionan muy bien. La mayor limitación para usarlas con confianza en la practica es la falta de casos históricos que corroboren su validez en yacimientos naturalmente fracturados.

Ensayos de Presión. En esta área también se ha progresado bastante tanto en la parte de precisión de las herramientas como en la parte de interpretación teórica^{9,10}. Un ensayo de flujo e incremento de presión (drawdown y buildup) bien diseñado y supervisado puede proveer información muy valiosa incluyendo permeabilidad, porosidad y espaciamiento "característico" entre fracturas, además de otras propiedades que se calculan usualmente tales como el efecto pelicular (skin), radio de investigación y presión extrapolada.

Por el contrario un ensayo mal diseñado y supervisado, con tiempos cortos de cierre puede llevar fácilmente al abandono de un yacimiento comercial.

Es importante llevar a cabo ensayos de interferencia temprano en la vida del yacimiento para estimar el tensor de permeabilidad^{11,12}. Basados en esta información se pueden diseñar pozos direccionales y horizontales los cuales tienden a funcionar bien en yacimientos naturalmente fracturados.

Recomendamos mucho cuidado en el uso de pro-

gramas de computación que ajustan automáticamente la presión. Los ajustes nunca son únicos. Usualmente hay varios modelos que pueden llevar a la misma respuesta de la presión. Un buen ajuste de la presión y de la derivada no significa nada si el modelo que se utiliza no representa la formación en una forma aceptable. Un tren peligroso que vemos en la industria es la utilización de modelos con varios anillos concéntricos que llevan casi siempre a ajuste excelentes. Antes de aceptar estas interpretaciones es importante examinar otras fuentes de información para ver por ejemplo si hay cambios de facies que justifiquen el uso de varios anillos concéntricos con permeabilidades diferentes alrededor del pozo. Si este no es el caso, el ajuste excelente no significa nada. Muchas veces es mejor tener un ajuste que no sea tan perfecto pero que sea obtenido con un modelo que se ajuste más a la realidad geológica del yacimiento. Igualmente recomendamos tener cuidado con la interpretación de ensayos de presión en yacimientos que tengan múltiples capas con espesores y espaciamiento entre fracturas variables¹³.

Empaques Inflables. En unos pocos casos es posible obtener huellas de fracturas naturales en el material flexible del empaque. Desde un punto de vista práctico, la mayor limitación es que es muy común que el tamaño del pozo aumenta en frente de un intervalo fracturado. Bajo estas condiciones el empaque tiende a reventarse cuando se infla.

Historia de Producción. La historia nos puede dar información con respecto a la presencia de fracturas. Si, por ejemplo, un pozo produce 1,000 barriles de petróleo por día y de núcleos sin fracturas se determina una permeabilidad de 0.1 md, se puede concluir que los caudales obtenidos son el resultado de algún tipo de porosidad secundaria, incluyendo fracturas. La erupción prematura de agua o gas en proyectos de recuperación secundaria indica la presencia de fracturas y su dirección.

FACTORES DE RECOBRO

La forma óptima de estimar recobros es utilizando un simulador numérico siempre y cuando la caracterización del yacimiento sea buena. Usualmente con una caracterización rigurosa se puede pronosticar con confianza el doble de la historia de producción. Por ejemplo si hay un año de producción se puede hacer un pronóstico razonable por 2 años. Si la historia de producción es de 5 años se puede pro-

nosticar con confianza el recobro por 10 años. Si la caracterización del reservorio no es buena la incertidumbre en los pronósticos es muy grande.

En los casos en que la permeabilidad de la matriz es baja el flujo de fluidos de la matriz hacia el pozo es despreciable pero el flujo de la matriz hacia las fracturas puede ser muy significativo. En este caso todo el aporte hacia el pozo ocurre a través de las fracturas. Para manejar esta clase de yacimientos se puede utilizar un simulador de doble porosidad. En los casos en los cuales la permeabilidad de la matriz es alta en forma tal que permita flujo de fluidos directamente hacia el pozo es más conveniente usar un simulador de doble permeabilidad. La mayoría de los simuladores comerciales tienen la opción de utilizar doble porosidad o doble permeabilidad.

Un yacimiento de doble porosidad puede estar formado por fracturas y porosidad primaria. Otra posibilidad es que este formado por macrofracturas y microfracturas. En este caso las microfracturas juegan el papel de lo que usualmente se llama matriz.

Si el yacimiento está formado por fracturas y porosidad primaria (la matriz) la compresibilidad de las fracturas es más grande que la compresibilidad de la matriz. La diferencia relativa entre las dos compresibilidades depende de varios factores incluyendo el grado de mineralización secundaria dentro de las fracturas, la orientación de los esfuerzos in-situ y si el yacimiento está sobre-presurizado, normalmente presurizado o bajo-presurizado.

El cierre de las fracturas, una vez comienza la etapa de producción va a ser muy drástico en yacimientos sobre-presurizados. Esto lleva a declinaciones muy importantes en los caudales de producción de petróleo o gas que si no son tomadas en cuenta con anterioridad resultan en pérdidas financieras bastante grandes. Si por el contrario el yacimiento está bajo-presurizado en el momento del descubrimiento, el cierre de las fracturas que ocurra a partir de ese momento va a ser pequeño. En otras palabras la mayoría del cierre que tenía que ocurrir ya ocurrió y los caudales de producción no son afectados en una forma significativa.

Si el sistema de doble porosidad no incluye porosidad primaria sino que está formado por macrofracturas y microfracturas (estas juegan el papel de la matriz) se puede dar el caso en que las microfracturas (matriz) sean más compresibles que las macrofracturas. Esto es exactamente lo contrario de lo que se



asume usualmente en sistemas de doble porosidad. En otros casos la compresibilidad de las macro y microfracturas pueden ser del mismo orden de magnitud. Es importante hacer ensayos de laboratorio para determinar la compresibilidad de la matriz y de las fracturas. Si no hay núcleos se pueden utilizar correlaciones empíricas publicadas en la literatura¹⁴.

Si existe una historia de producción se pueden usar curvas de declinación. Estas son muy valiosas para proyectar recobros siempre y cuando no cambien las características de la operación y no se intervenga el pozo.

Los balances de materiales también se pueden utilizar en algunos casos pero hay ciertos aspectos claves que deben tenerse en cuenta. Por ejemplo si el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja se debe utilizar una compresibilidad efectiva que involucre a la matriz y a las fracturas. Si el yacimiento tiene un relieve estructural bastante grande puede ocurrir que se pase por debajo del punto de burbuja en la parte superior del yacimiento pero una gran parte del yacimiento puede estar todavía por encima del punto de burbuja. En otras palabras pueden haber varios mecanismos que estén actuando al mismo tiempo dentro del yacimiento incluyendo expansión de gas, expansión de petróleo bajo-saturado (undersaturated), energía dada por el gas en solución, drenaje gravitacional con contra-flujo, desplazamiento por agua y en algunos casos imbibición. En este caso el tratamiento matemático se lleva a cabo haciendo cálculos individuales para cada subdivisión del reservorio¹⁵ dependiendo del mecanismo de producción.

Para aquellos casos en que los datos son muy limitados, Aguilera⁴ ha presentado recobros típicos de petróleo y gas para diferentes mecanismos de producción basados en su experiencia (Tablas 1 y 2). El objetivo de esta tabla no es reemplazar un estudio riguroso de yacimientos sino proveer una primera aproximación para aquellos casos en los que se requiere un estimado rápido.

MIRANDO AL PASADO, EL PRESENTE Y EL FUTURO

Muchas de las técnicas de evaluación que se desarrollaron hace varias décadas siguen vigentes y han soportado con mucho éxito el paso de los años. Por ejemplo la ecuación de Archie para calcular saturación de agua, los graficados de Pickett, los gráficos de Horner para evaluar curvas de remontamiento de

presión siguen vigentes. La introducción de imágenes sínicas y de microresistividades durante los últimos años ha sido un aporte valioso mas que todo desde el punto de vista de dar la inclinación y la orientación de las fracturas. En nuestra experiencia los valores de permeabilidad y apertura de las fracturas que se obtienen de las imágenes deben ser tenidas en cuenta solo desde un punto de vista relativo, no absoluto. Esta apreciación probablemente cambiará con el paso de los años a medida que estas herramientas vayan mejorando. El aspecto sísmico ha mejorado tremendamente especialmente desde el punto teórico en lo que se refiere a fracturas. Una limitación es la falta de casos históricos que corroboren las bondades de técnicas como el AVO y el AVAZ. Esta es una limitación que pensamos sera removida en los próximos años. Las técnicas de análisis de presión han avanzado pero lo mas significativo han sido los programas de computación que cada vez son mas poderosos y mas fáciles de usar (friendly). Las mallas para simulación han ido mejorando y cada vez son mas rigurosas.

Pero talvez el avance que mas nos ha impresionado durante los últimos años ha sido la integración de los profesionales de la geofísica, la geología y la ingeniería. Es común ver ahora grupos de trabajo que incluyen a profesionales de varias disciplinas tratando de integrar diferentes fuentes de información para caracterizar los yacimientos en una forma mas rigurosa. Esta es la clave para el éxito en toda clase de yacimientos. Para el futuro anticipamos una integración aun mayor que junto con los avances tecnológicos llevara a mejorar los recobros últimos de hidrocarburos.

Por analogía con otras provincias petroleras y experiencia en el país pensamos que en Colombia quedan muchos yacimientos naturalmente fracturados por descubrir. En estos casos la exploración y las evaluaciones se deben llevar a cabo pensando en términos de fracturas, no de yacimientos convencionales.

REFERENCIAS

1. Stearns, D., Friedman, M. Nelson, R. y Aguilera, R. 1984-1996, "Fractured Reservoir Analysis", AAPG School Notes, Great Falls, Montana.
2. Aguilera, R. 1995. "Naturally Fractured Reservoirs", 2da Edition, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
3. Nelson, R.; 1985, "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Gulf Publishing Co. Houston, Texas.

TABLA 1: Recobros típicos de petróleo en yacimientos naturalmente fracturados expresados como un porcentaje del petróleo originalmente en-situ (tomado de aguilerá14)

MECANISMO DE RECOBRO	TIPO DE RESERVORIO		
	A	B	C
Gas en solución (Depletion Drive)	10-20	20-30	30-35
Gas en solución mas inyección de gas	15-25	25-30	30-40
Gas en solución mas inyección de agua	20-35	25-40	40-50
Gas en solución mas inyección de gas y agua	25-40	30-45	45-55
Segreg. gravitacional con contraflujo	40-50	50-60	>60
Gas en solución mas empuje natural de agua	30-40	40-50	50-60
Gas en solución mas capa de gas	15-25	25-35	35-40
Gas en sol mas capa de gas mas empuje de agua	35-45	45-55	55-65

TABLA 2 Recobros típicos de gas en yacimientos naturalmente fracturados expresados como un porcentaje del gas originalmente en-situ (tomado de aguilerá14)

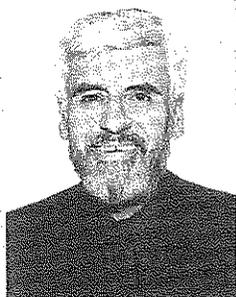
MECANISMO DE RECOBRO	TIPO DE RESERVORIO		
	A	B	C
Sin empuje de agua	70-80	80-90	>90
Con empuje moderado de agua	50-60	60-70	70-80
Con empuje de agua y compresión	20-30	30-40	40-50
Con un empuje fuerte de agua	15-25	25-35	35-45

4. Aguilera, R.; 1998, "Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs", The Leading Edge (Diciembre) 1667-1670.
5. McNaughton, D. A. y Garb, F. A.; 1975, "Finding and Evaluating Petroleum Accumulations in Fractured Reservoir Rock", Exploration and Economics of the Petroleum Industry, Vol. 13, Matthew Bender & Company Inc.
6. Bergosh, J. L. et al.; 1985, "New Core Analysis Techniques for Naturally Fractured Reservoirs", SPE 13653, Bakersfield, California, Marzo.
7. Aguilera, R. y Aguilera, M. S.; "Improved Dual-Porosity Models for Petrophysical Analysis of Reservoirs with Non-Connected Vugs and Reservoirs with Natural Fractures and/or Connected Vugs", sometido para publicación posible en el AAPG Bulletin.
8. Gray, F. D. y Head, K. J.; 2000, "Using 3D Seismic to Identify Variant Fracture Orientation in the Manderson Field", SPE 60296, Denver, Colorado, Marzo.
9. Aguilera, R.; 1987, "Well Test Analysis of Naturally Fractured Reservoirs" y "Multiple-Rate Analysis for Pressure Buildup Tests in Reservoirs with Tectonic, Regional and Contractional Natural Fractures", SPE Formation Evaluation, Sept.
10. Aguilera, R. y Song, S. J.; 1988, "WELLTEST-NFR: A Computerized Process for Transient Pressure Analysis of Multi-Phase Reservoirs with Single, Dual or Triple-Porosity Behavior", CIM paper 88-39-52, Petroleum Society of CIM, Junio.
11. Ramey, H. J.; 1975, "Interference Analysis for Anisotropic Formations: A Case History", Journal of Petroleum Technology, October, 1290-1298.
12. Avila, R. E., Gupta, A. y Penuela, G.; 2000, "An Integrated Approach for the Determination of Permeability Tensors for Naturally Fractured Reservoirs", paper 2000-47, Petroleum Society's



- Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, Junio.
13. Aguilera, R. y Aguilera, Maria S.; 2001, "Well Test Analysis of Multi-Layered Naturally Fractured Reservoirs with Variable Thickness and Variable Fracture Spacing", paper 2001-91, Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, Junio.
14. Aguilera, R.; 1999, "Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs", Distinguished Authors Series, Journal of Canadian Petroleum Technology, July, 15-18.
15. Andresen, K. H. et al.; 1963, "Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs", Proc. Of the Sixth World Petroleum Congress, Section II, Junio, 13-27.

AUTORES



Roberto Aguilera

Es el presidente de Servipetrol Ltd. (Calgary, Canada) y es un Profesor Adjunto en el Departamento de Ingeniería Química y Petróleos de la Universidad de Calgary en donde se concentra en enseñar a estudiantes de post-gradó los aspectos prácticos y teóricos de yacimientos naturalmente fracturados. Aguilera obtuvo su grado de Ingeniero de Petróleos en la Universidad de América (Bogotá, Colombia) y su Master y Ph.D. en Ingeniería de Petróleos en Colorado School of Mines. Es autor y co-autor de más de 90 artículos técnicos y varios libros, incluyendo *Naturally Fractured Reservoirs* (Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, First edition 1980, Second edition 1995). Como consultor internacional, Aguilera se especializa en el estudio de yacimientos naturalmente fracturados.



María Silvia Aguilera

Obtuvo su grado de B.s.c. en Geología Aplicada y del Ambiente en la Universidad de Calgary (Canada) en Mayo de 1999. Trabajó por 2 años con Servipetrol Ltd. en la evaluación de yacimientos naturalmente fracturados en varios lugares del mundo utilizando núcleos, perfiles y ensayos de presión. Además colaboró con varias investigaciones que culminaron con presentaciones por María Silvia en el Congreso Mundial del Petróleo (2000) en Calgary y en el Congreso Internacional de la Sociedad de Petróleos de Canada (2001). Recientemente se incorporó a la Universidad de Nevada, Reno (Estados Unidos) en donde adelanta estudios para obtener su Master en Educación (M.Ed.).