

Propuesta de curvas tipo de mecanismos de producción para YNF de aceite volátil: adaptando las curvas de Thakur a nuestra realidad

Norma Itzel Morales Herrera

norma.itzel.morale@pemex.com

morales.herrera.norma@gmail.com

***Pemex Exploración y Producción, Región Sur,
Activo de Producción Bellota Jujo. Comalcalco Tabasco, México***

Carlos Alberto Rodney Martínez

carlosrodney2004@yahoo.com

Orbit Consultores

Información del artículo: recibido: mayo de 2016-aceptado: junio de 2016

Resumen

Las curvas de mecanismos de producción de Thakur¹ son un modelo popular en la industria, se reconocen cinco tipos de mecanismos principales al representar el agotamiento de presión (P/P_i) vs el factor de recuperación (N_p/N), a saber: expansión de roca y fluidos, empuje por gas en solución, empuje por acuífero, expansión de capa de gas y drene gravitacional, **Figura 1**. Estas curvas tipo promedio se han preparado con una importante influencia de yacimientos silisiclásticos (tipo homogéneo), que contienen aceites de densidad media a pesados. Sin embargo, en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) con aceites volátiles de alto o bajo encogimiento, típicos de los campos del proyecto integral Bellota-Chinchorro (PEBCH, **Figura 2**), se ha observado una desviación importante del comportamiento en relación a estas curvas. Por otro lado, la variabilidad de comportamientos impone más que curvas tipo, emplear regiones de mecanismos de producción, donde se destacan sólo tres comportamientos principales (expansión de roca y fluidos, empuje por el acuífero y segregación gravitacional-empuje por gas en solución). Dadas las características específicas de los YNF del proyecto y de un número importante de campos bajosaturados en México, las curvas de empujes por gas en solución y empuje por capa de gas primaria, deben ser excluidas en este tipo de análisis, pues no tienen sentido físico y originan errores frecuentes de interpretación.

Se han efectuado análisis considerando la compresibilidad del aceite (elemento crítico, cuya variación explica comportamientos alejados de las curvas tipo), compresibilidad de la formación y el tipo de YNF según Nelson², características de echado de la formación, espesores verticales y los índices de empuje determinados de balance de materia (BDM) para el empuje hidráulico. Estos análisis y comportamientos P/P_i vs N_p/N de 14 campos del PEBCH dan la base para la propuesta de regiones prototipo que representan en forma más adecuada el comportamiento P/P_i vs N_p/N en YNF. Se contribuye igualmente con un procedimiento para en principio asegurar la calidad de los gráficos de mecanismos y finalmente el modo de reconocer las tres regiones de mecanismos principales señalados.

Palabras clave: Mecanismos de empuje, expansión roca y fluido, empuje por agua (acuífero), drene gravitacional, aceites volátiles, yacimientos naturalmente fracturados, regiones de mecanismos de producción.

Primary recovery mechanisms curves proposal for volatile oils and naturally fractured reservoirs: adapting thakur curves to our reality

Abstract

The primary recovery mechanisms curves proposed by Thakur¹ are very popular within the industry to identify 5 main primary recovery mechanisms through pressure depletion (P/P_i) vs. recovery factor (N_p/N) plot, these are: rock-fluid expansion drive, solution gas drive, water drive, gas cap expansion drive, and gravity-drainage drive. These average curves have been prepared considering medium to heavy oils and single porosity (siliciclastic) reservoir high influence. However, in naturally fractured reservoirs (NFR) with high or low shrinking volatile oils, typical production from Bellota-Chinchorro Exploitation Project (PEBCH), an important deviation from Thakur curves has been noticed. In the other hand, the behavior variability enforces the use of driven mechanisms regions instead of curves, where only 3 mechanisms are highlighted (rock-fluid expansion, water drive, and gravity-drainage-solution gas drive). Given the PEBCH NFR specific characteristics and a high number of under saturated fields in Mexico, the solution gas drive and gas cap drive curves should be excluded from this analysis, due to physical non-sense and frequent interpretation errors.

Analyses considering oil compressibility (critical element whose variation explains behaviors away from the average curves), formation compressibility and the type of NFR according to Nelson², formation dip characteristics, formation vertical thickness, and driven indexes calculated from mass balance (MB) for water drive have been executed. These P/P_i vs N_p/N analyses and behaviors from 14 PEBCH fields give the base proposal for prototype regions that represent in a more accurate way the P/P_i vs N_p/N behavior on NFR. In the same way, it contributes with a procedure to ensure driven mechanisms graphs quality and, finally, the way to recognize the three regions of the highlighted driven mechanisms.

Keywords: Rock-fluid expansion, water drive, gravity-drainage, volatile oils, naturally fractured reservoirs, driven mechanisms regions.

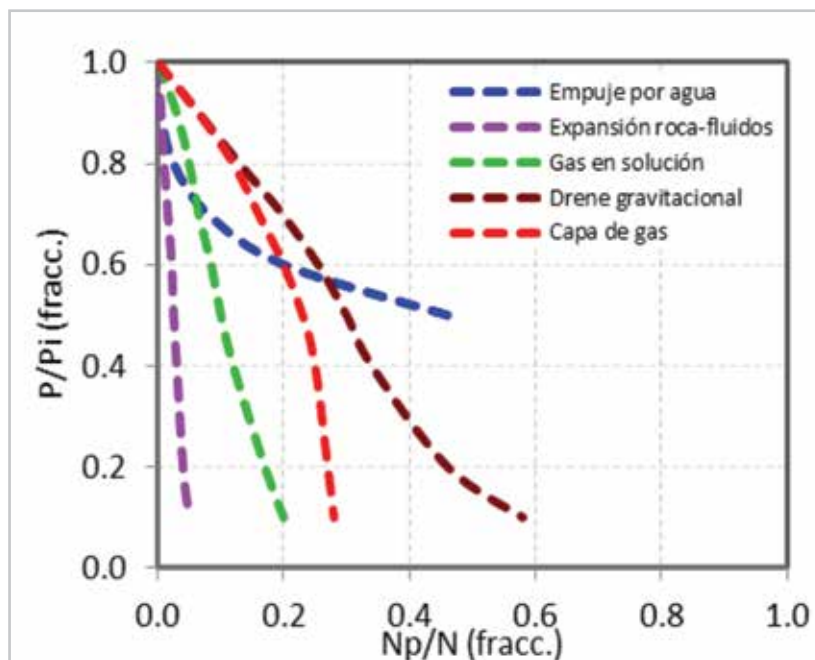


Figura 1. Curvas de mecanismos de empuje de Thakur.

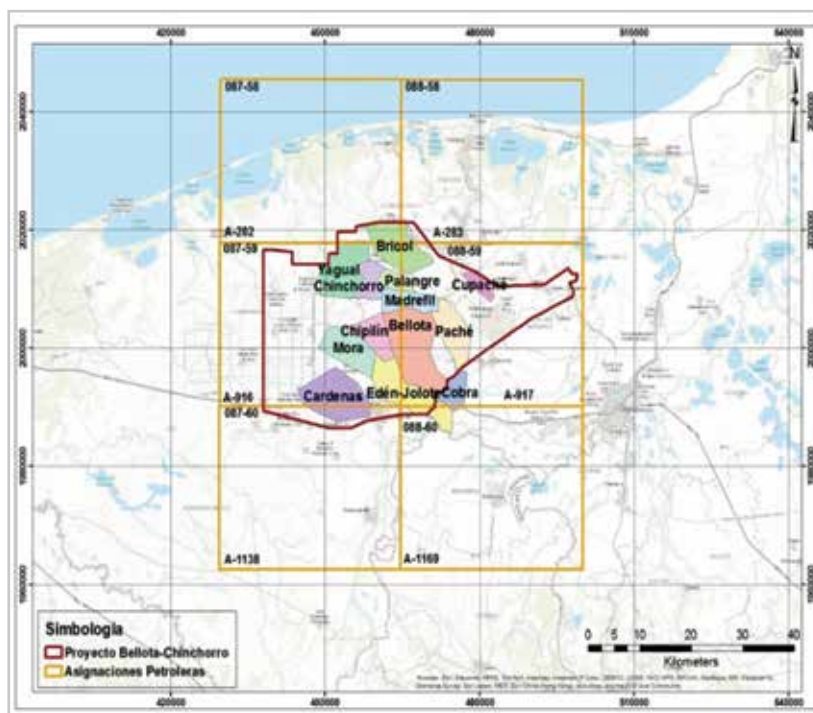


Figura 2. Campos que integran el proyecto de explotación Bellota Chinchorro.

Introducción

Los mecanismos de producción son las fuerzas naturales que posibilitan la producción de hidrocarburos en superficie. Estos mecanismos pueden variar ampliamente de acuerdo al tipo de aceite, a la condición bajosaturada o no del yacimiento, la configuración estructural, la conectividad del yacimiento a acuíferos, e inclusive, dependen de la política de explotación y del entorno económico del momento.

Un gráfico de variables adimensionales entre P/P_i (agotamiento de presión) vs N_p/N (factor de recuperación), presenta comportamientos típicos que permiten designar a través de cinco curvas “promedio”, los mecanismos de producción mencionados. En casos de YNF con aceites volátiles de bajo a alto encogimiento, se ha observado una desviación importante de las curvas tipo de Thakur, evidenciado por dos hechos:

1.- En la representación de estas curvas tipo predominan datos de aceites pesados y de densidad media, en yacimientos de areniscas, a condición saturada, lo que justifica por un lado, la inclusión de los mecanismos de empuje por gas en solución y expansión de capa de gas inicial, cuya ocurrencia física es para $P \leq P_b$ y que en el 100%

de los campos del PEBCH no es aplicable, debido a que son yacimientos altamente bajosaturados con $P \gg P_b$. Debido a la mayor compresibilidad del aceite en caso de fluidos volátiles, el comportamiento inicial P/P_i vs N_p/N para $P > P_b$, en muchos casos tiende a “calzar” sobre la curva de empuje por gas en solución o la de expansión de capa de gas, dando origen a una interpretación errónea de mecanismos. Este solo hecho justifica la exclusión de estos dos mecanismos para las condiciones de YNF de la Región Sur, y en general para yacimientos bajosaturados.

Los YNF presentan compresibilidades de formación de dos medios (matriz y fractura) y no sólo de matriz, como es el predominio en silisiclásticos. Los valores de C_f de YNF pueden ser mucho mayores a estos últimos (especialmente para yacimientos altamente fracturados del tipo I o II, según Nelson), causando que las recuperaciones de aceite a $P > P_b$ sean considerablemente mayores. La combinación de YNF con altos C_f y alta volatilidad del aceite, sin soporte por un acuífero, produciría desempeños por arriba de P_b similares al de empuje por agua, por lo que hay que establecer criterios de diferenciación.

Se ha observado también que en presencia de un acuífero activo, la curva real puede ser inclusive mayor al modelo de

acuífero de las curvas tipo, aproximándose a recuperaciones por expansión de capa de gas, debido a la mayor expansión del aceite explicado y a la potencia misma del acuífero, dando una interpretación de empuje por capa de gas primaria; los yacimientos del PEBCH sólo presentan capas de gas secundarias.

El tipo de estructura presenta un alto grado de influencia en la etapa de explotación saturada. Un alto echado puede originar comportamientos similares al empuje hidráulico, en yacimientos volumétricos. Altas permeabilidades verticales, altos echados y espesores de formación, son elementos esenciales para que actúen los mecanismos de drene gravitacional y gas en solución, que podrían confundirse igualmente con comportamientos de empuje hidráulico o expansión de capa de gas primaria, lo que requiere una nueva diferenciación. Se aclara que las regiones de mecanismos propuesta se refiere al mecanismo dominante, pues estrictamente en un yacimiento actúan en forma combinada varios mecanismos.

Desarrollo

Aseguramiento de calidad: Al igual que en todo análisis, es necesario el asegurar la representatividad de los datos analizados. En la construcción de comportamientos P/P_i vs N_p/N' se sugiere seguir este procedimiento general:

- Revalidar presiones estáticas en cuanto a calidad de gradientes, verticalizaciones. Descartar presiones fluyentes, asegurar que las presiones empleadas estén a un mismo nivel de referencia.
- Designar una tendencia general de presiones vs tiempo. Depurar datos fuera de tendencia. Énfasis en

reproducir los cambios de pendiente, que representan de ocurrencia de mecanismos.

- Asegurar que el valor inicial de P/P_i sea estrictamente uno (1).
- Asegurar que la producción acumulada corresponda exclusivamente al yacimiento en estudio. Preferiblemente emplear el valor 1P de aceite original (N_p). Mejor aún si puede validarse este parámetro por BDM.
- Asegurar que el valor inicial de N_p/N' sea estrictamente cero (0).

Casos y aspectos analizados: Se representaron los comportamientos P/P_i y N_p/N' para 19 bloques de los 14 campos del proyecto. Se consideraron las propiedades PVT, el tipo de YNF, datos de compresibilidades de aceite y formación, donde se tuviera, así como espesores netos de bloques para reunir propiedades comunes que agruparan y ayudaran a explicar comportamientos específicos. Los cálculos de índices de empuje de balance de materia, se emplearon para reforzar o mejorar la interpretación de mecanismos, específicamente para el empuje por acuífero. Se efectuó el análisis de los casos a valores comunes de P/P_i .

Los aspectos técnicos analizados fueron los siguientes:

- Demostración por BDM del efecto de compresibilidad de aceite y compresibilidad de formación sobre el factor de recuperación ($f_{FR, N_p/N'}$). Distinción entre aceites pesados-medianos y ligeros de alta volatilidad; C_F de YNF y silisiclásticos, **Figura 3**.

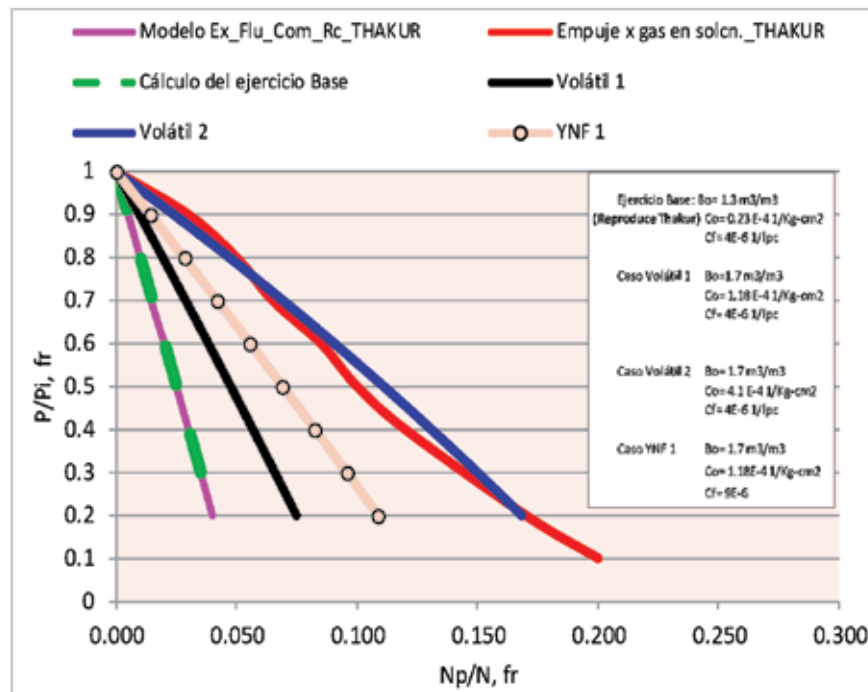


Figura 3. Demostración por BDM del efecto de compresibilidad de aceite y compresibilidad de formación en el factor de recuperación.

- Identificación cualitativa de las tres regiones de mecanismos, Figura 4.

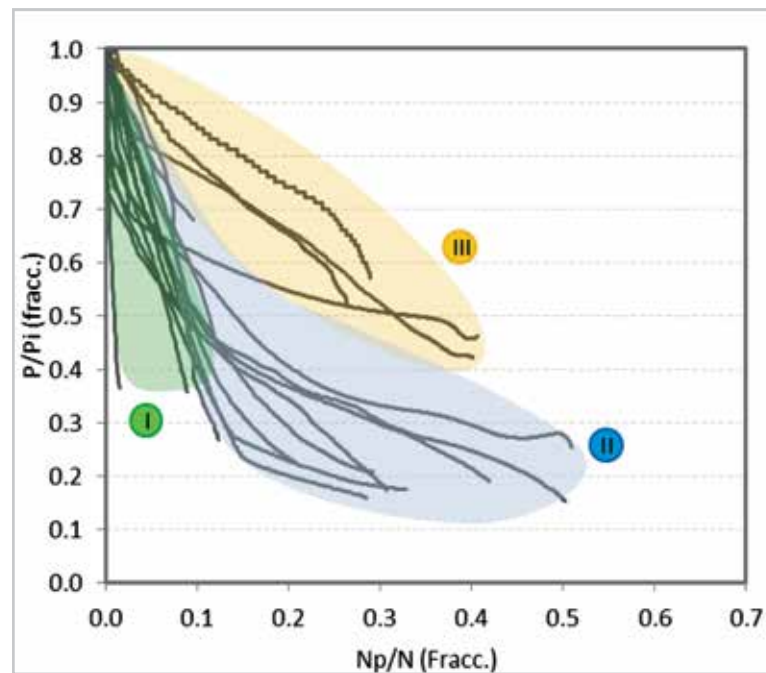


Figura 4. Identificación cualitativa de las tres regiones de mecanismos.

- Análisis del efecto de la compresibilidad de aceite (C_o) en el F_R para $P > P_b$ en casos de la región de expansión de roca y fluidos, (yacimientos volumétricos), **Figura 5**.

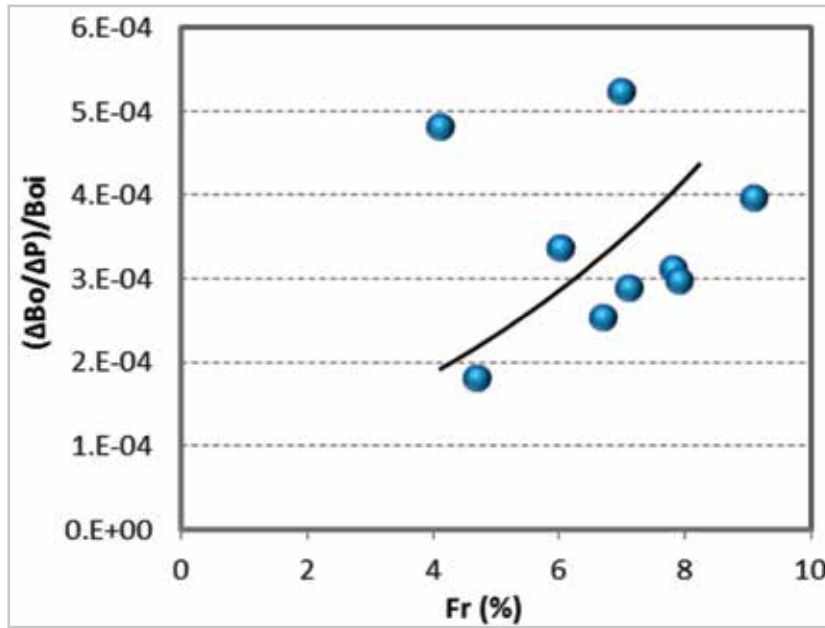


Figura 5. Efecto de la compresibilidad de aceite, (C_o) sobre el F_R para $P > P_b$.

- Análisis del efecto de la compresibilidad de formación (C_f) en el F_R para $P > P_b$ en casos de la región de expansión de roca y fluidos, (yacimientos volumétricos), **Figura 6**.

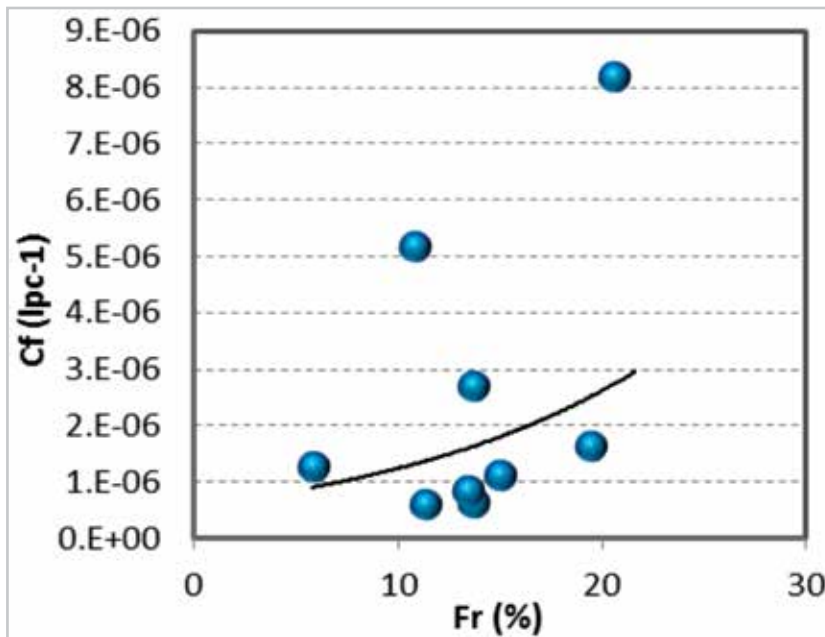


Figura 6. Efecto de la compresibilidad de formación (C_f) sobre el F_R para $P > P_b$.

- Análisis del efecto del espesor neto sobre el F_r en casos de la región de mecanismo combinado de drene gravitacional-empuje por gas en solución, **Figura 7**.

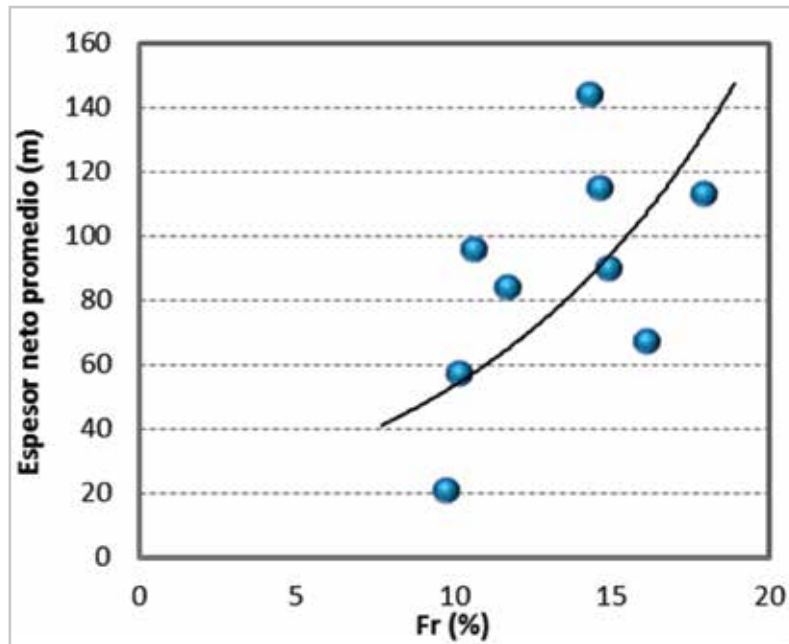


Figura 7. Efecto del espesor neto sobre el F_r en casos de la región de mecanismo combinado de drene gravitacional-empuje por gas en solución.

- Análisis del efecto del índice de empuje hidráulico (de BDM) en el F_r para casos de la región de empuje hidráulico, **Figura 8**.

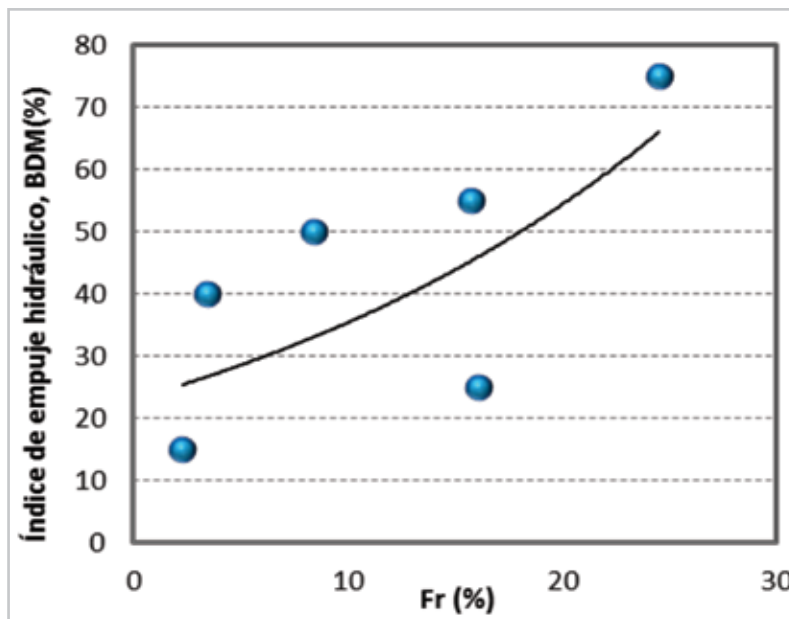


Figura 8. Efecto del índice de empuje hidráulico (de BDM) sobre el F_r para casos de la región de empuje hidráulico.

Gráfica final para las regiones de los mecanismos de producción para YNF, **Figura 9**.

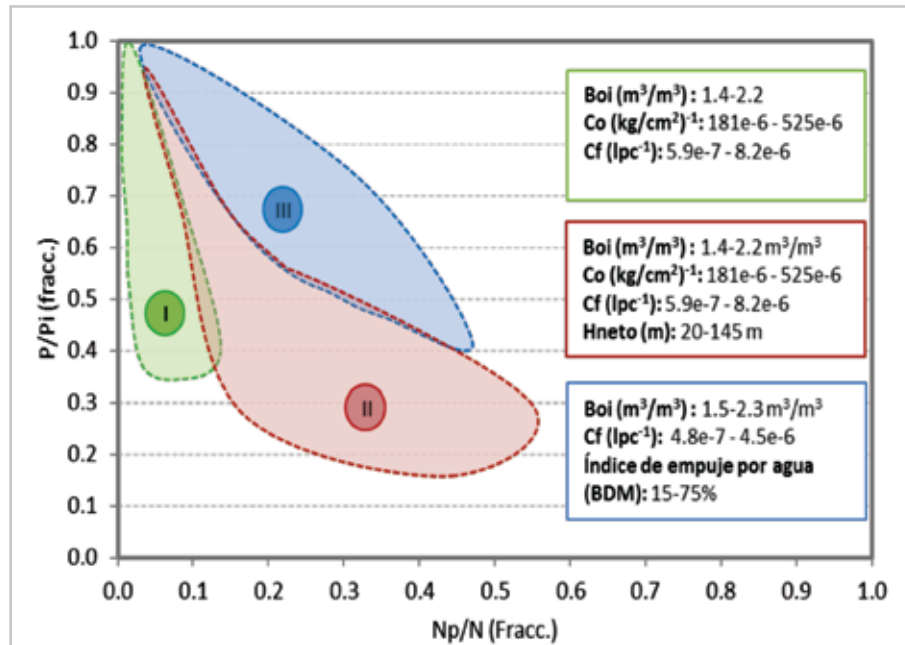


Figura 9. Propuesta de regiones de mecanismos de producción para YNF.

Resultados

Figura 3, C_o y C_f en F_r por BDM: obsérvese que el caso base de Thakur para el mecanismo de expansión de roca y fluidos se reproduce para un Boi de $1.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$, típico de aceite mediano. Al considerar un Boi de $1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$, común para aceite volátil de alto encogimiento, con C_o mayores, el F_r incrementa al punto de reproducir la curva de empuje por gas en solución—fuente típica de errores— en el caso volátil 2, todos para una C_f constante de $4\text{E-}6 \text{ lpc-}1$. Un efecto similar se consigue al incrementar la C_f con respecto al (YNF 1).

Figura 5 y 6, C_o y C_f sobre F_r en yacimientos del PEBCH: para la etapa de bajosaturación, en yacimientos con empuje de expansión roca-fluido (volumétricos), se observan proporcionalidades directas entre la compresibilidad del aceite y el F_r , y entre la compresibilidad de la formación y el F_r .

Figura 7, Espesor neto en el F_r : por debajo de la presión de saturación, en la zona de drene gravitacional/gas en solución, yacimientos con espesores netos mayores presentan también incrementos en los factores de recuperación.

Figura 8, índice de empuje hidráulico de BDM: aquellos yacimientos que en el BDM evidencian acuíferos de alta actividad, presentan un comportamiento superior al indicado por la curva tipo de empuje hidráulico de Thakur.

Figura 9, propuesta de regiones de mecanismos de empuje: con la información analizada se proponen tres regiones de mecanismos de empuje, aplicables a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados de aceite volátil.

Agradecimientos

Se agradece el apoyo de todo el equipo multidisciplinario del proyecto de explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo.

Referencias

Satter, A. y Thakur, G. C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

Semblanza de los autores

Norma Itzel Morales Herrera

Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Veracruzana, obteniendo el título en diciembre del año 2011. Del 2012 a marzo del 2014 laboró en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira en el área de recuperación mejorada de yacimientos, participando en la elaboración de propuestas de aplicación para procesos de recuperación adicional y modelos de simulación numérica para los campos del Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

Desde 2014 y hasta la fecha se desempeña en el Activo de Producción Bellota-Jujo en el proyecto de explotación Bellota Chinchorro en el área de Ingeniería de yacimientos.

Carlos A. Rodney Martínez

Egresado de la Universidad de Oriente, Venezuela, en el año 1992. Realizó una Maestría en Ingeniería de Petróleo en la University of Texas at Austin en el 2000.

Cuenta con 22 años de experiencia en la industria del petróleo en exploración y producción.

Realizó diplomado en administración integral de yacimientos en París y Londres en el año 2001 (IFP e Imperial College). Desarrolló experticia en gerencia de proyectos de recuperación secundaria por agua y gas en yacimientos profundos HP/HT de areniscas en campos de producción de 500 mbpd de crudo e inyecciones de 500 mbpd de agua y 500 mmpcd de gas (Campos El Furrial, Orocuá, Boquerón, Venezuela, PDVSA E&P). Explotación de yacimientos de crudo pesado con inyección de 400 mbd de vapor y 100 mbd de producción de crudo en areniscas (Campo Kern River, USA, Chevron Corporation). Explotación de crudos ligeros de 150 mbd en yacimientos naturalmente fracturados e inyección de nitrógeno y agua del Complejo A.J. Bermúdez (campos Samaria, Oxiacaque, Íride, Cunduacán) y del proyecto Bellota-Chinchorro (Madrefil, Bricol, Jolote, Cárdenas, Edén, Bellota, Yagual) comprendiendo campos nuevos como maduros en Pemex E&P.