



Por: Por los maestros y la maestra en ingeniería petrolera: Carlos Alberto Rodney Martínez, líder de Proyectos de Smart Digital Energy; Carlos Alberto Estrada Sinco, ingeniero de yacimientos en Pemex Exploración y Producción (PEP); J. Mateo Amador Hernández, gerente de aseguramiento técnico en PEP y Lorena Elizabeth Bejarano Acosta, ingeniera de yacimientos y consultora independiente.

Propuesta de Curvas Tipo Para Estimar Compresibilidades del Sistema Roca-Fluido

Curvas tipo ajustadas a las condiciones de yacimientos de México que se proponen para yacimientos naturalmente fracturados o de porosidad simple, volumétricos y bajosaturados, de aceites negros o volátiles

Los datos de compresibilidad son fundamentales para el BDM y la simulación numérica de yacimientos con impacto directo en la definición de volúmenes originales y reservas

La compresibilidad de formación (Cf) es una variable con alta incertidumbre, aún en el caso de determinarse experimentalmente. Las correlaciones y estudios desarrollados en ingeniería (Hall, Newman)¹ se aplican principalmente a yacimientos siliciclásticos de porosidad sencilla.

Las aproximaciones en el caso de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son escasas² y se basan en análisis locales o bien, se ajustan a través de la simulación numérica de yacimientos (SNY, de disponerse) aunque también se han presentado casos con distintos enfoques

mediante el balance de materia (BDM) que resultan en estimaciones razonables de esta variable (Barrón³, Ebrahimi⁴, Ham⁵), pese a la opinión de distintos autores sobre la aplicabilidad limitada de este método en yacimientos naturalmente fracturados⁶.

Respecto a yacimientos volumétricos (esto es, sin efecto de acuíferos sobre la presión del yacimiento) y bajosaturados, el principal mecanismo de producción es el de la expansión de fluidos y la compresibilidad de la formación, como se conoce. No es posible (o por lo menos no aconsejable) despreciar el efecto de las compresibilidades en yacimientos de este tipo, debido al severo impacto en la sobreestimación del volumen original de aceite (VOA o N).

Lo anterior es una condición dominante en un número importante de yacimientos en México. Por ejemplo, en una revisión estadística de 18

¹ Ekwere, Peters; *Petrophysics*, Cap. 2, Department of Petroleum and Geosystem Engineering, 1998, pp. 126-135.

² Aguilera, Roberto; *Chart for estimating fracture compressibility*, 1999.

³ Barrón Torres, Raúl; *Nueva metodología para realizar Balance de Materia*, Versión 1, Red de Expertos en Ingeniería de Yacimientos, 2005, p. 7.

⁴ Ebrahimi N, Jamshidi S, et al; *Estimation of naturally fractured oil reservoir properties using the material balance method* (paper técnico), Scientia Iranica, Sharif University of Technology, 2013.

⁵ Ham Juan, et al; *Determination of Effective Matrix and Fracture Compressibilities from Production Data and Material Balance*, SPE -175662-MS, 2015 .

⁶ Heinemann, Zoltán; *Natural Fractured Reservoir Engineering*, PHDG association, pp. 105-107.



ABB Ability™

Operaciones colaborativas

Operaciones colaborativas un nuevo modelo de negocio para soluciones digitales de ABB, que ayuda a las organizaciones a darse cuenta del valor de la recolección de datos. Mantiene conectadas a las personas en las instalaciones de producción, las oficinas centrales de la empresa y los Centros de Operaciones Colaborativas para proporcionarles información en tiempo real, que les permita tomar mejores decisiones para el negocio. Esto se logra a través de tecnologías digitales de primer nivel, análisis de datos avanzados y experiencia humana. Descubre más en abb.com/abb-ability





Muchos yacimientos de México no poseen núcleos para determinar compresibilidades

yacimientos de la región sur de México⁷, 69 por ciento resultaron volumétricos y 100 por ciento bajosaturados. En 26 yacimientos de la misma región, se determinó que sólo en ocho por ciento se realizaron análisis especiales de núcleos para determinación de compresibilidad de formación. Estas relaciones son fácilmente extrapolables al resto del país.

Por otro lado, debe advertirse que los yacimientos naturalmente fracturados son dominantes en ocurrencia en México y que la presencia de aceites de alta volatilidad, introducen condiciones especiales a la hora de estimar la compresibilidad del sistema roca-fluido.

Para completar este escenario, en un buen número de yacimientos, los datos de presión estática o el análisis PVT⁸ pueden ser igualmente limitados, haciendo que las estimaciones de balance de materia o de simulación numérica de yacimientos no sean representativos.

La principal contribución de los métodos que se expondrán aquí, es brindar un enfoque que permita estimaciones de la denominada compresibilidad efectiva (Ce) en yacimientos de porosidad sencilla y de la compresibilidad total (Ct) para yacimientos de doble porosidad; siendo ambas funciones de compresibilidad de formación, y se plantean en condiciones de limitado conocimiento dinámico para yacimientos volumétricos y bajosaturados. Partiendo de la ecuación clásica de balance de materia de Schilteius⁹ donde la compresibilidad efectiva se define como:

(ecuación 1)

$$C_e = \frac{C_o S_{oi} + C_w S_{wi} + C_f}{(1 - S_{wi})}$$

Mientras que Darvish y Geremi definen para yacimientos naturalmente fracturados de doble porosidad la compresibilidad efectiva-total- como:

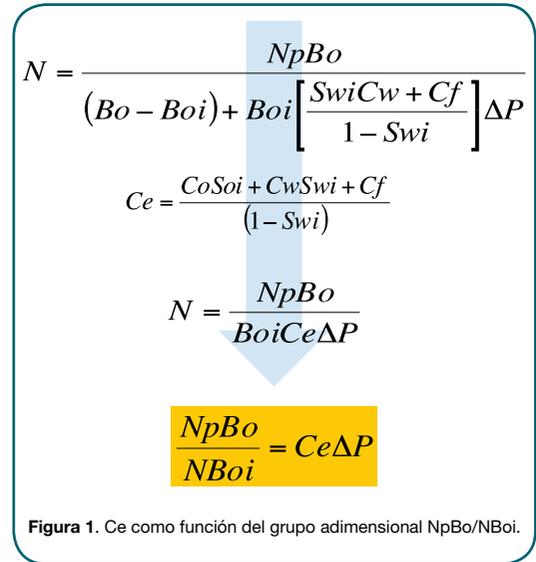
(ecuación 2)

$$C_t = \frac{\phi_m (C_m + C_w S_{wi}) + C_f \phi_f}{\phi_m (1 - S_{...}) + \phi_f}$$

Donde los subíndices m y f se refieren al medio de la matriz y de la fractura respectivamente. Nótese que para la porosidad de fractura (ϕ_f) = 0 se consigue la representación para la porosidad sencilla de la ecuación 1. En ambas definiciones, la conjunción del sistema roca-fluido está presente. A continuación, se desarrollan los métodos para estimar esas variables, con base en las ecuaciones previas y otros aspectos de valor.

Método analítico fundamental

La ecuación de Schilteius¹⁰ para yacimientos volumétricos y bajosaturados, conduce a una agrupación adimensional, como resultado de reacomodar la misma, cuando se define en función de la compresibilidad efectiva.



La expresión resultante origina una línea recta con intersección en el origen, al representar el grupo adimensional (NpBo/NBoi) vs ΔP. La pendiente de esta recta otorga el valor de compresibilidad efectiva¹¹.

La ecuación 1 puede reacomodarse en función de la compresibilidad de formación (ecuación 3), considerando que las compresibilidades de aceite, agua y saturación de agua inicial del ya-

⁷ Rodney, Carlos; Investigación estadística del autor de fuentes oficiales, Pemex Exploración y Producción, 2016.
⁸ Consistente en pruebas que se realizan en laboratorio; a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas para determinar las propiedades de los fluidos, en un yacimiento en estudio.
⁹ Schilteius R.; Active Oil and Reservoir Energy, Trans AIME, 1936, p. 118.

¹⁰ Op. Cit.
¹¹ Estrada Sinco, Carlos Alberto; Propuesta de curvas tipo para estimar compresibilidades, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Jornadas Técnicas, 2016.

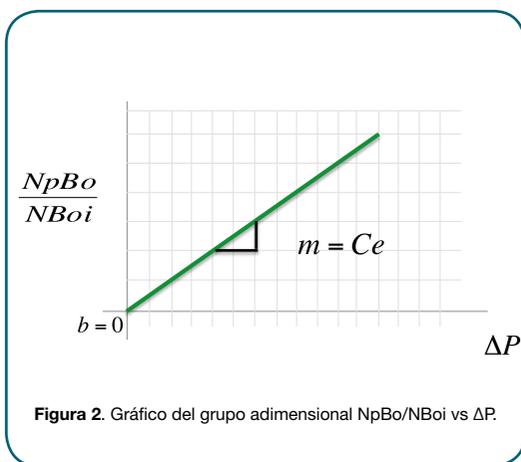


Figura 2. Gráfico del grupo adimensional $NpBo/NBoi$ vs ΔP .

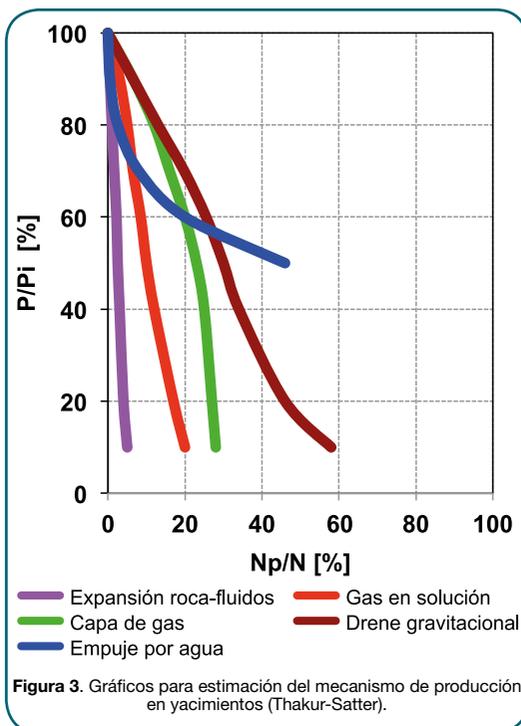


Figura 3. Gráficos para estimación del mecanismo de producción en yacimientos (Thakur-Satter).

cimiento son variables de una determinación más sencilla.

(ecuación 3)

$$Cf = Ce (1 - Swi) - CoSoi - CwSwi$$

Los requerimientos para este método fundamental implican conocer un valor razonable del volumen original de aceite, pudiéndose determinar volumétricamente, acompañado de un solo dato confiable de Np a un cierto ΔP . En ausencia de un análisis PVT¹² y conociendo el tipo de fluido, la relación Bo/Boi puede definirse vía correlaciones apropiadas y, debido a que la recta pasa por el origen, se tiene el control

¹² Ver referencia o cita 8.

Los YNF son dominantes en ocurrencia en México y la presencia de aceites de alta volatilidad, introducen condiciones especiales al estimar la compresibilidad del sistema roca-fluido

sobre la pendiente de la recta, determinándose la compresibilidad efectiva y la compresibilidad de formación del modo indicado.

Método analítico avanzado

Este segundo método se basa en el gráfico de Satter y Thakur¹³ para estimar el mecanismo de producción con información de las variables adimensionales (P/Pi) y del factor de recuperación (Np/N).

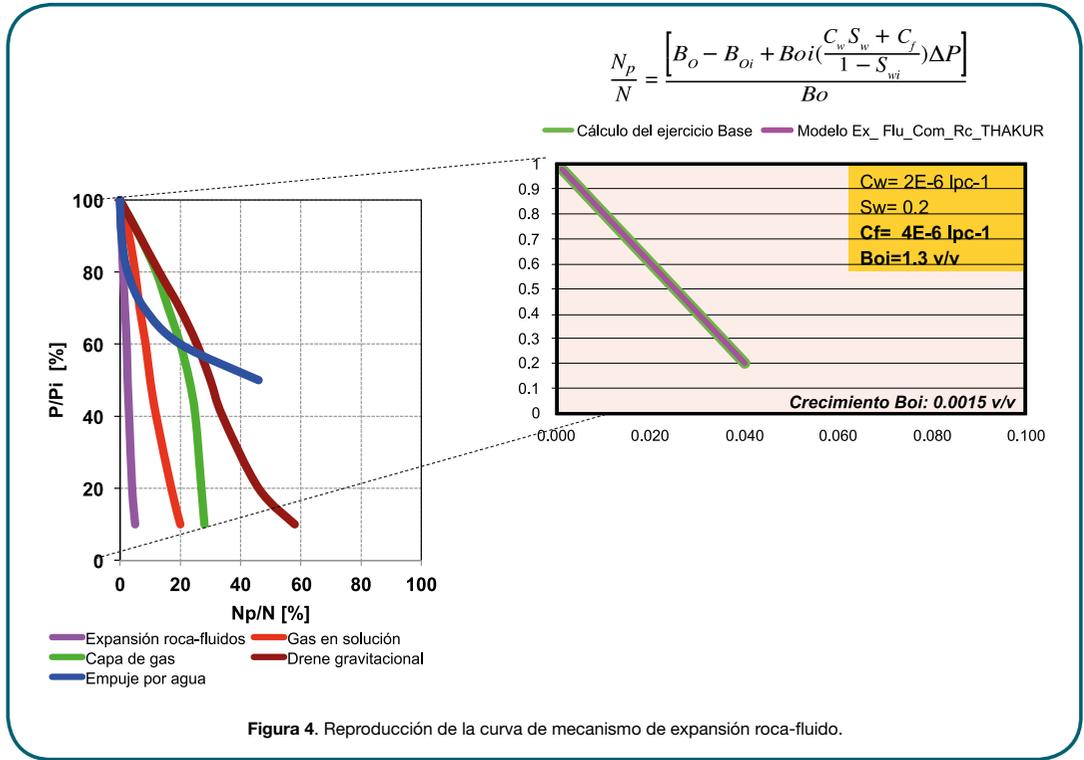
Enfocando el interés en la curva del mecanismo de expansión roca-fluidos, los autores del presente artículo hemos observado que la misma se reproduce muy bien a través de la ecuación de balance de materia (BDM) de Schiltius¹⁴, cuando las variables particulares de la ecuación emplean valores típicos para yacimientos siliciclásticos de aceite negro.

En este ejemplo, un valor de compresibilidad de formación (Cf) de $4.0 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y Boi de 1.3 v/v con expansión bajosaturada (crecimiento entre Pi y Pb) de unos 0.0015 v/v , los cuales, como ya se mencionó, pueden esperarse en yacimientos siliciclásticos y de aceite negro. El problema de este formato se produce al tratar yacimientos típicos en México de aceite volátil (con mayor compresibilidad de aceite) y yacimientos naturalmente fracturados (con altos valores de compresibilidad de formación), como se muestra en la Figura 5.

Altos valores de Cf , Boi y crecimiento del Bo entre Pi - Pb , como los sugeridos en el gráfico de la Figura 5, contribuyen a un mejor factor de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados de aceite volátil, que eventualmente originan curvas cercanas al mecanismo de

¹³ Satter, Abdus; Thakur, Ganesh C; *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*, PennWell Books; Tulsa, Oklahoma; 1994, p. 103.

¹⁴ Op. cit. referencia 9.

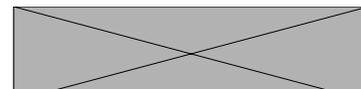


Los métodos aquí descritos son prácticos y no requieren una extensa historia de presión-producción o de gráficos especializados que demanden periodos pseudoestables

empuje por gas en solución, produciendo una interpretación físicamente no correcta en el yacimiento volumétrico y bajosaturado tratado.

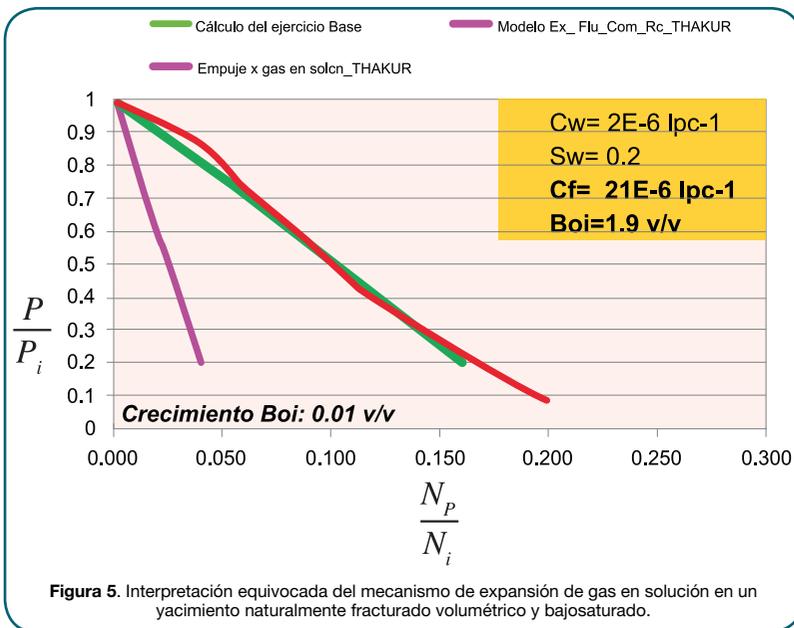
Con este racionamiento, la ecuación de Schilfius¹⁵ para yacimientos volumétricos y bajo saturados se replantea del siguiente modo:

(ecuación 4)



Donde la compresibilidad total (Ct) se define con base en la ecuación 2 de Darvish y Geremi para yacimientos de doble porosidad. Obsérvese que se trata de una función sencilla entre el factor de recuperación N_p/N , Ct, la caída de presión ΔP y otra variable adimensional Boi/Bo , o el inverso del mencionado crecimiento-expansión del factor volumétrico del aceite entre $P_i - P_b$.

Bajo la esencia de las curvas de mecanismos, se observó que los aceites negros y volátiles presentan un comportamiento característico y muy distintivo al representar Boi/Bo vs P/P_i (Rodney)¹⁶, en la etapa bajo saturada, Figura 6.



¹⁵ Ibidem.

¹⁶ Op. Cit. referencia 7.



Las correlaciones propuestas se obtuvieron al representar un conjunto de más de 20 pruebas PVT¹⁷ de distintos yacimientos de México, así como al establecer los elementos necesarios para representar un yacimiento naturalmente fracturado de doble porosidad (Ct) y tipo de fluido (Boi/Bo). El siguiente paso fue evaluar estadísticamente los rangos de ocurrencia de la compresibilidad total en el caso de yacimientos de porosidad sencilla y doble. Asimismo, se consideraron rangos típicos de porosidades, compresibilidades de roca y fluido, más saturaciones de agua de acuerdo a las ecuaciones 2 y 3, para ambos sistemas, determinándose probabilísticamente los siguientes límites de mínimos y máximos:

Ct Yacimientos porosidad simple: 1.34 E-6 - 18.6 E-6 lpc-1

Ct Yacimientos porosidad doble: 1.78 E-6 - 47.6 E-6 lpc-1

Con todos los elementos requeridos ya definidos, se procedió a conformar gráficos de P/Pi y Np/N para el caso de aceites negros y aceites volátiles (Boi/Bo) y los rangos de

¹⁷ Ver referencia o cita 8

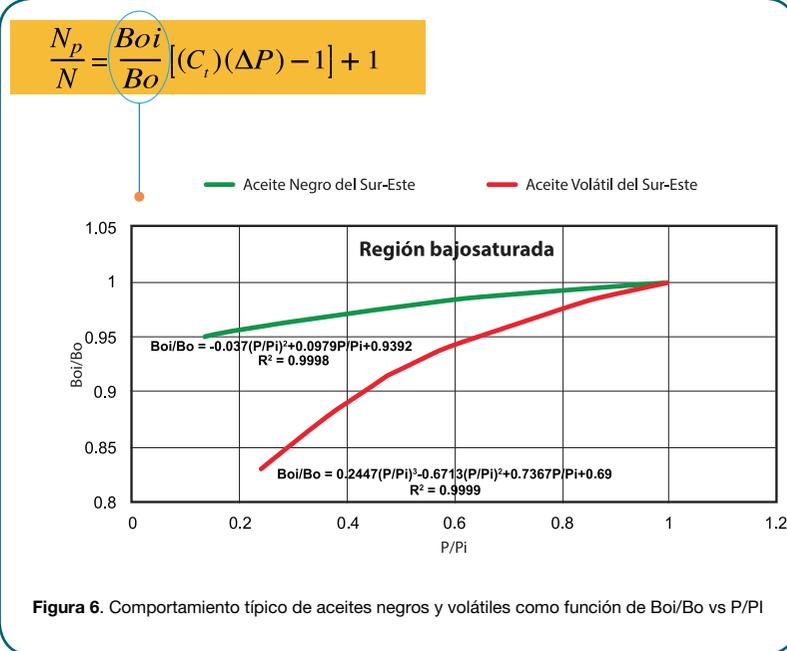


Figura 6. Comportamiento típico de aceites negros y volátiles como función de Boi/Bo vs P/Pi

compresibilidad total mostrados arriba, bajo relaciones fijas de P/Pi, como se representa en las Figuras 7 y 8:

Ambos gráficos, 7 y 8, poseen la potencialidad de estimar el valor de la compresibilidad total del sistema roca-fluido que puede em-

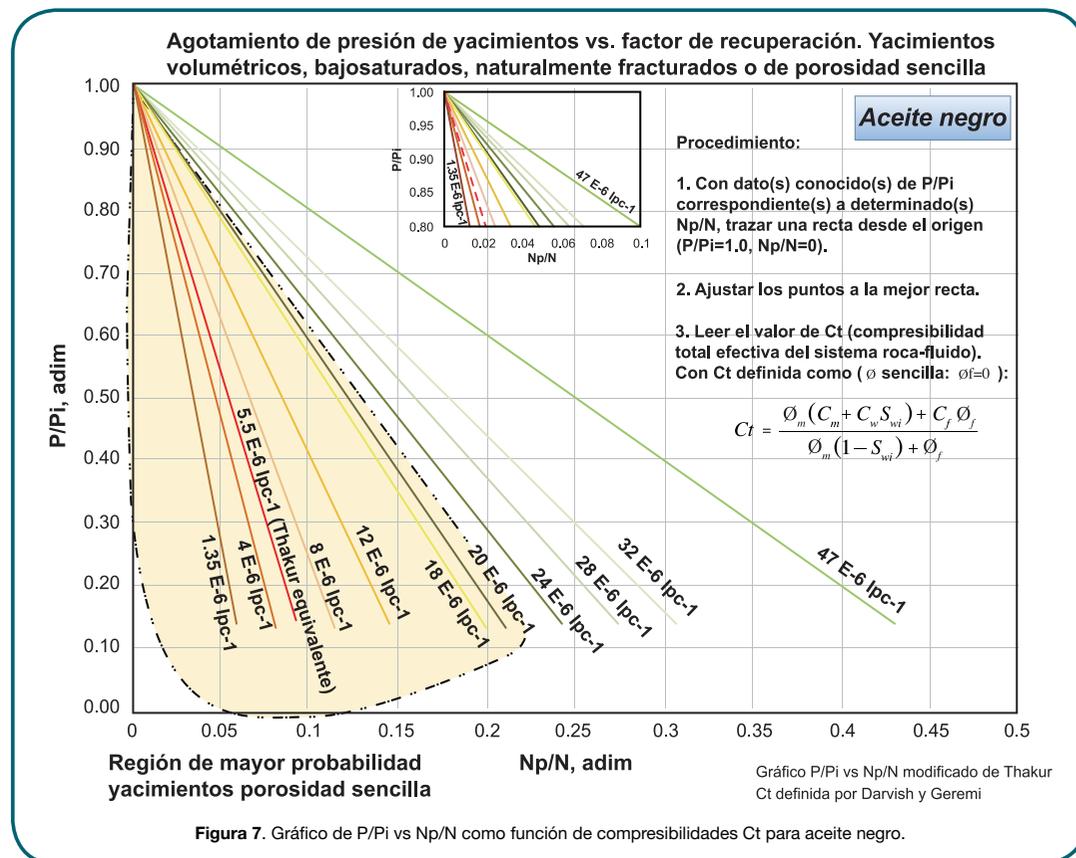


Figura 7. Gráfico de P/Pi vs Np/N como función de compresibilidades Ct para aceite negro.

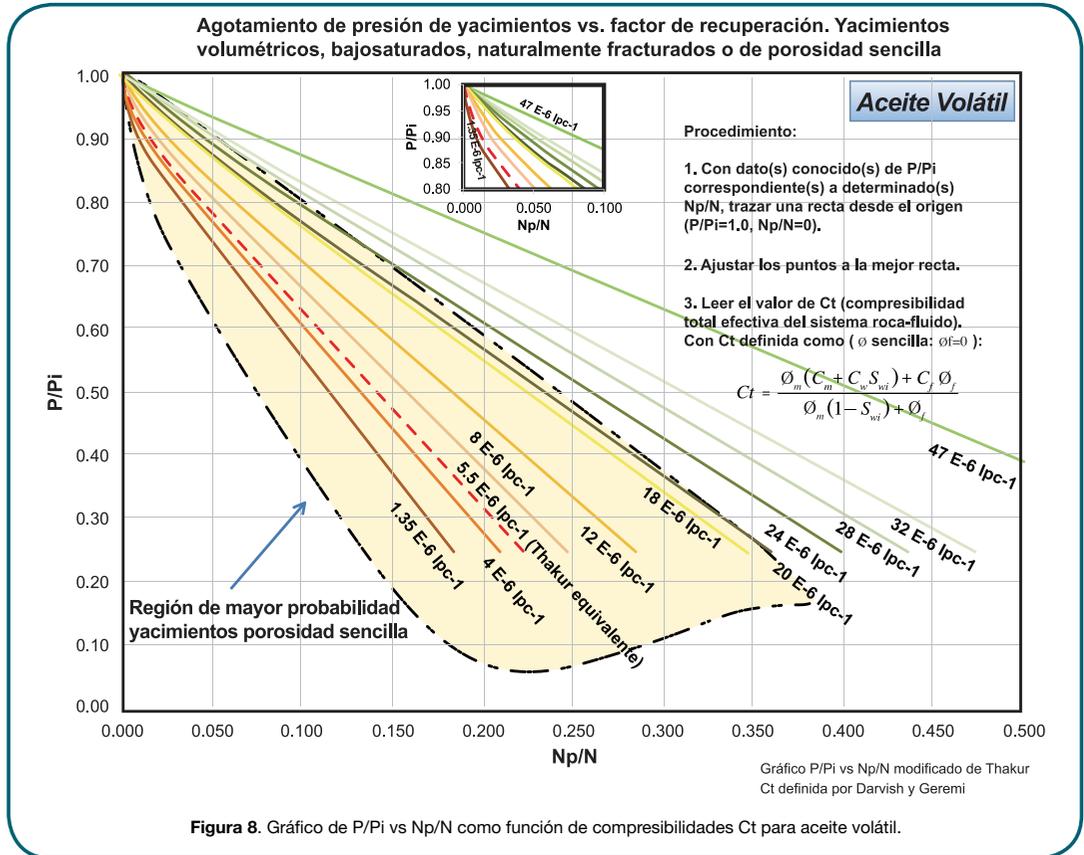


Figura 8. Gráfico de P/Pi vs Np/N como función de compresibilidades Ct para aceite volátil.

Se proponen correlaciones para estimar compresibilidad de aceites negros y volátiles en términos de la razón (Boi/Bo) como función de la variación de presión (P/Pi)

plearse en cálculos avanzados de balance de materia y de simulación numérica de yacimientos, especialmente con limitada información de presiones estáticas, con ausencia de análisis PVT, bajo un agotamiento Np/N – P/Pi conocido, en yacimientos bajo saturados y volumétricos.

Utilidad

Las ventajas de los métodos descritos estriban en que: son prácticos; no requieren, por ejemplo, análisis de condiciones pseudoestables con historias extensas de presión-producción; puede disponerse o no de información PVT (aceites negros o volátiles); se consideran pa-

rámetros de yacimientos naturalmente fracturados con comportamientos lineales de fácil extrapolación, ajustados a condiciones típicas de yacimientos mexicanos.

Mientras que la limitación más importante es que el o los rangos de mínimos y máximos de compresibilidad total, determinados estadísticamente para construir los gráficos, pueden cambiar con las variaciones de los rangos de propiedades roca-fluidos aquí supuestos y por tanto, en yacimientos con bajo o moderado influjo de agua, la aplicación de estos métodos es discutible.

Conclusiones y recomendaciones

Muchos yacimientos de México no poseen núcleos para determinar compresibilidades. Los datos de compresibilidad son fundamentales para el balance de materia y la simulación numérica de yacimientos. Existe un impacto directo en el volumen original de aceite y las reservas remanentes.

Igualmente, bastantes yacimientos cuentan con información limitada de presiones estáticas, lo que no es limitante para las curvas propuestas. En casi todos se conoce el valor



del volumen original de aceite o N por la vía volumétrica (obteniéndose N_p/N).

Las curvas de mecanismos de producción de Thakur-Satter¹⁸ no deben aplicarse directamente a casos de yacimientos naturalmente fracturados y aceites volátiles, comunes en México.

Las curvas propuestas parten de ser la compresibilidad de roca y expansión de fluidos, el principal mecanismo de producción para yacimientos volumétricos arriba de Pb.

No se requiere una extensa historia de producción o gráficos especializados que demandan periodos pseudoestables para estimar compresibilidades.

Los métodos propuestos tienen el potencial de ser comercialmente aplicables en reactivación de

¹⁸ Ver referencia 13.

campos, campos activos, sin la estricta necesidad de conocer su comportamiento de presión, volumen o temperatura (PVT) y están ajustados a las condiciones de yacimientos en México.

Nomenclatura

Ce: compresibilidad efectiva, lpc-1
Co: compresibilidad del aceite, lpc-1
Cw: compresibilidad del agua, lpc-1
Cfor: compresibilidad de formación
Soi (1-Swi): saturación inicial de aceite, v/v
Swi: saturación inicial de agua, v/v
Ct: Compresibilidad efectiva total del sistema fracturado, lpc-1
Øm: porosidad de matriz, v/v
Øf: porosidad de fractura, v/v
Cm: compresibilidad de matriz, lpc-1
Cf: compresibilidad de fracturas, lpc-1
N (N): volumen original de aceite, bls
Np: producción acumulada de aceite, bls
Boi: factor volumétrico inicial del aceite a Pi, v/v
Bo: factor volumétrico inicial del aceite a P, v/v
ΔP: cambio o caída de presión entre Pi y P, lpc
m: pendiente de la recta



Tenemos las mejores tarifas para todos nuestros colaboradores de PEMEX en sus viajes de negocios así como de placer en los hoteles: Live Aqua Hotels & Resorts, Grand Fiesta Americana, Fiesta Americana, Fiesta Inn, Gamma, One y The Explorea.

RESERVA Y VIAJA

Reserva al 01 443 310 8001, en fiestamericana.com, fiestainn.com, gammahoteles.com, onehoteles.com ó explorea.com

CLAVE CONVENIO: CONV1068



Las tarifas están disponibles hasta el 31 de Diciembre de 2019. Las tarifas están sujetas a disponibilidad de espacio por lo que solicitamos reservar con previa anticipación. En caso de presentarse directamente en el hotel se ofrecerá la mejor tarifa pública pero no la tarifa convenio. Estas tarifas son exclusivas para PEMEX. Deberán presentar identificación de la empresa al registrarse en el hotel.