

Coexistencia de petróleo subsaturado con un casquete de gas

En el II Congreso de Hidrocarburos 2003 que tuvo lugar el pasado mes de julio, se presentó el trabajo técnico "Coexistencia de petróleo subsaturado con un casquete de gas – El dióxido de carbono en equilibrio con petróleos pesados". Por sus características, la Comisión de Producción del IAPG sugirió su publicación.

En este trabajo se analiza un reservorio con petróleo pesado (< 20° API) que, pese a estar en contacto con un importante casquete de gas, muestra evidencias de una marcada subsaturación.



Por **Marcelo Crotti**,
INLAB S.A.



y **Matías Fernández Badessich**,
REPSOL YPF

Ubicación y características del reservorio

El yacimiento del estudio se encuentra ubicado al sur de la provincia de Mendoza. Se extiende sobre una estructura anticlinal de rumbo SSO-NNE localizada en el sector externo de la faja plegada y corrida de la cuenca Neuquina Surmendocina. Esta se formó durante el período Terciario debido a la acción de las fuerzas compresivas andinas de dirección este-oeste.

El ambiente deposicional es de planicie aluvial, conformado por la coalescencia lateral de abanicos aluviales; los reservorios se componen de delgados cuerpos lenticulares arenosos y/o conglomerá-

dicos de 1 a 2 m de espesor, con tendencia granodecreciente; los espesores se incrementan notablemente (6 a 8 m) por el amalgamamiento de arenas.

Las secuencias ubicadas en el sector superior de la columna están saturadas con gas hacia la cresta de la estructura, mientras que en posición de flanco se encuentran cargadas con petróleo. El flanco oriental presenta un alto buzamiento que supera en algunos sectores los 60°; el espesor total de la columna de petróleo puede alcanzar los 250 m.

El gas del casquete es, principalmente, CO₂ mientras que el petróleo es del tipo pesado, de

alta viscosidad, en condiciones de reservorio (50 cp).

En lo que respecta a la petrofísica las arenas son de calidad regular a mala. Si bien existen grandes heterogeneidades que desvirtúan el concepto de porosidad y permeabilidad promedio, se puede decir que una porosidad total de 16% y una permeabilidad de 40 mD (al gas) son valores aceptables para reflejar la calidad del yacimiento.

El mecanismo de producción es fundamentalmente el de expansión monofásica, con muy poca contribución por parte del casquete y prácticamente nula entrada de agua.

Las características del fluido, combinadas con la relativamente baja energía del reservorio y sumadas a las importantes heterogeneidades presentes son responsables de la baja eficacia de la recuperación primaria.

En base a los estudios geológicos y geofísicos, se identificó una serie de fallas con rumbo sudoeste-noreste, aproximadamente paralelas al rumbo del eje del anticlinal, las cuales dividen el reservorio en distintos compartimientos.

Existen varios contactos agua-petróleo en los distintos bloques presentes en el yacimiento. Históricamente se ha asumido un único contacto gas-petróleo, aunque se presume que esto no es estrictamente cierto. El cruce de las curvas de los perfiles de densidad-neutrón, normalmente utilizado como técnica de identificación del contacto gas-petróleo, no resulta adecuado en este yacimiento.

La comunicación hidráulica entre las arenas petrolíferas productivas y el casquete es, por lo tanto, motivo de grandes controversias.

Debido a sus características sedimentarias, su evolución diagenética y su historia tectónica, el campo presenta características únicas que lo hacen altamente complejo.

Antecedentes de PVT – Evolución histórica de los conceptos

Desde el descubrimiento del yacimiento solo han sido analizadas tres

muestras PVT, todas ellas tomadas en fondo.

Estas mediciones de laboratorio dieron valores de presión de burbuja (Pb) muy inferiores a la presión original del yacimiento, lo cual está en aparente conflicto con la presencia de un extenso casquete de gas presente al momento de descubrirse el yacimiento. Esto generó una significativa controversia acerca de si efectivamente el petróleo se encontraba saturado y en equilibrio con el gas o, por el contrario, si existía una desvinculación hidráulica entre la zona petrolífera y el gas que salvara dicha incongruencia.

Entre las distintas alternativas sugeridas para explicar esta aparente anomalía, pueden mencionarse:

- El petróleo y el gas podrían estar separados por una capa impermeable. Este escenario es poco probable debido a las altas relaciones gas-petróleo producidas en los pozos estructuralmente altos, a menos que todos los pozos tuvieran un mal cemento que permitiera la migración de gas a través de la capa impermeable.
- La dudosa validez de las muestras PVT. La obtención de muestras representativas en petróleos pesados no resulta una tarea sencilla; la posibilidad de que se hayan utilizado muestras poco representativas se tuvo seriamente en cuenta.

Una forma indirecta de determinar si los análisis de laboratorio existentes son representativos, es mediante la medición directa de las relaciones gas-petróleo de los pozos. La revisión histórica de estos datos no fue conclusiva ya que muestra que los pozos produjeron inicialmente con valores bajos de RGP (relación gas-petróleo) compatibles con los valores de gas inicialmente disuelto en un petróleo subsaturado, pero al tiempo se gasificaban indicando dos alternativas:

- una comunicación hidráulica con el casquete;
- que la presión caía por debajo de la de burbuja.

Esta situación brindó nuevos argumentos a la mencionada controversia.

La incertidumbre acerca de las condiciones originales del fluido, junto con un modelo estándar de equilibrio entre el casquete y el petróleo condujeron a reformular su composición utilizando ecuaciones de estado para llevarlo a condiciones de saturación.

Como consecuencia de las dudas y posibles inconsistencias mencionadas, los estudios de balance de materiales y de simulación numérica que se condujeron en este yacimiento fueron realizados con ambos conjuntos de datos. Como era de esperar, las propiedades de los fluidos derivados de las mediciones de laboratorio y las obtenidas de los cálculos de las ecuaciones de estado son significativamente diferentes.

Desde hace varios años, ha permanecido latente la duda acerca de la validez de los ensayos realizados y de las condiciones originales del fluido.

En el transcurso del año 2002, se perforó en el sector sur del yacimiento, un pozo de avanzada buscando el halo petrolífero en cotas estructurales por debajo de un casquete de CO₂ independiente del principal, encontrando en este nuevo bloque la misma presión inicial que en el bloque principal. Para caracterizarlo y, simultáneamente, para resolver el paradigma de la falta de representatividad en el muestreo del fluido es que se decidió encarar la caracterización del petróleo mediante un nuevo estudio PVT, con un espaciamiento de más de 17 años respecto al primer estudio realizado.

Características del fluido de reservorio

Tal como fue mencionado, el fluido puede definirse como un petróleo pesado; su densidad de tanque fluctúa entre 15 y 17 API.

Su composición molecular es esencialmente una combinación de CO₂ y de la fracción C₇₊, las cuales involucran más del 90% en moles, con poca participación de los componentes intermedios.

El gas del casquete está constituido principalmente por CO₂, con porcentajes mayores al 97%.

Los valores del gas disuelto inicial (Rsi) oscilan entre 10 y 40 m³/m³. Como una forma indirecta de determinar si los análisis de PVT existentes eran válidos, se sugirió la medición directa de las RGP de pozos alejados del casquete.

Desafortunadamente los métodos de medición exactos de pequeños caudales de gas, característicos de los petróleos pesados están todavía en desarrollo. Los ensayos para la medición del gas venteado en reservorios de petróleo pesado se limitan, muchas veces, a métodos no estandarizados. Se han utilizado placas de medición con orificios apropiados, pero tienen grandes caídas de presión. Esto produce contrapresión en el pozo y en la zona adyacente del reservorio reduciendo la afluencia de gas. Caudalímetros del tipo de turbina de baja presión con desplazamiento positivo no resultan adecuados.

Otro problema es la determinación del gas atrapado como micro-burbujas dentro del petróleo viscoso. Estas micro-burbujas pueden tardar días o quizás semanas, en escapar del petróleo.

En resumen, la medición directa de los caudales de gas en pozos con escasos caudales y estructuralmente bajos son necesariamente imprecisos, debido al estado actual de las técnicas de medición de gas en reservorios de baja presión. Por lo tanto este método no resultó de inmediata aplicación.

Los análisis PVT mostraron altos grados de subsaturación, entre 50 y 70 kg/cm².

Análisis convencional de este reservorio

Como ya se indicó, cuando se intenta aplicar los conceptos tradicionales a la información ya detallada surgen importantes inconsistencias. La más importante está relacionada con los estudios PVT que reportan muestras subsaturadas para un reservorio con un importante casquete gasífero.

A modo de ejemplo, estas inconsistencias fueron puestas de mani-

fiesto en diversos estudios de este reservorio, mediante frases como las siguientes:

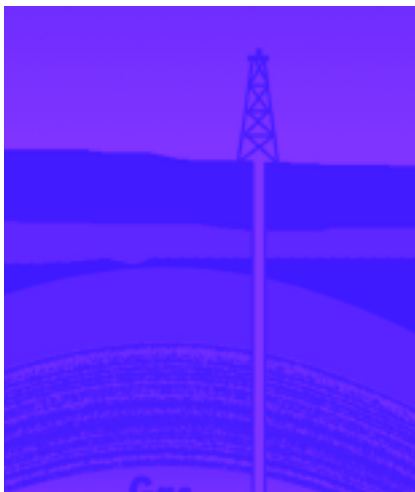
- “La posibilidad de contar en este yacimiento con muestras PVT no representativas debe ser seriamente considerada.”
- “La posibilidad de inclusión de gas en exceso en la muestra de fondo invalida el análisis PVT.”
- “La bibliografía indica que es común rechazar hasta un 70% de las muestras de PVT en petróleos pesados.”

En consecuencia, para el desarrollo del presente estudio se partió de un análisis alternativo de la información disponible. En pocas palabras, se buscó un modelo termodinámico del fluido de reservorio que permitiera compatibilizar la validez de las muestras PVT y su elevada subsaturación de fluidos.

Nuevo modelo conceptual

Los puntos más destacables del análisis realizado son los siguientes:

- Si bien es cierto que existen numerosos factores para invalidar una muestra PVT, parece una coincidencia demasiado adversa que los únicos tres muestreos realizados hayan tenido el mismo tipo de anomalía. Particularmente, cuando se tiene en cuenta que las fechas y condiciones de muestreo fueron totalmente independientes entre sí.
- Aunque se acepta que, en tiempos geológicos suele alcanzarse el equilibrio termodinámico entre los fluidos de reservorio, conviene tener en cuenta que el CO₂ posee una génesis totalmente diferente a la de los hidrocarburos de la trampa.



Fundamentos del modelo

A partir de estos puntos se planteó un modelo basado en los siguientes supuestos:

1. Las muestras PVT son representativas. Este punto es solo un reconocimiento al trabajo experimental realizado, a la consistencia interna de la información recogida en cada estudio PVT y a que la tendencia de todos los estudios es la misma.
2. El equilibrio termodinámico evolucionó respetando la condición básica de que, a medida que se desciende en la columna de fluidos las densidades son constantes o monótonamente crecientes.

Con los supuestos indicados se desarrolló un modelo donde el casquete con CO₂, la trampa con elevado buzamiento y la densidad del petróleo resultan compatibles con petróleos muy subsaturados en equilibrio termodinámico.

Desarrollo del modelo

Tal como muestra la experiencia, cuando se alcanza el equilibrio termodinámico en la columna de líquidos de un reservorio con comunicación vertical, las composiciones se “acomodan” de modo de garantizar que la densidad del fluido sea constante o monótonamente creciente con la profundidad.

Las figuras 1 a 4 muestran esquemáticamente esta situación.

Si se parte de un reservorio con un fluido homogéneo, en el que no se considera el efecto de los gradientes de presión y temperatura, las propiedades del sistema pueden representarse de la forma indicada en la figura 1. En dicha figura el color homogéneo indica una composición uniforme en toda la columna de fluidos y el ancho constante de la figura pone de manifiesto que no hay cambios de volumen específico (volumen por unidad de peso) en todo el espesor con hidrocarburos.

Manteniendo la composición homogénea, si se tienen en cuenta la influencia de los gradientes de

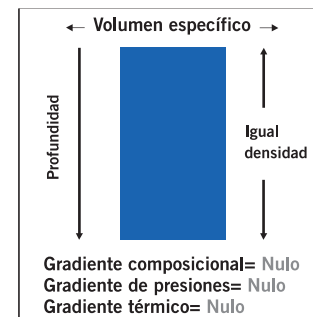


Figura 1. Fluido homogéneo sin gradientes de presión y temperatura

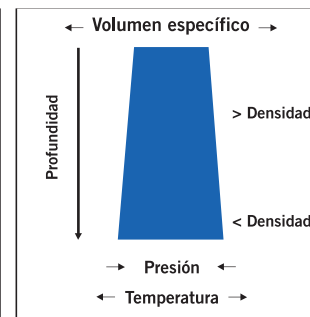


Figura 2. Fluido homogéneo con gradientes de presión y temperatura

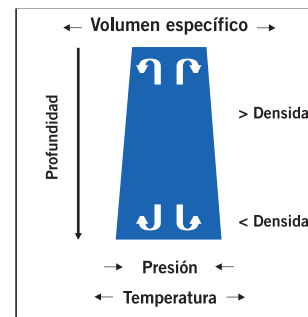


Figura 3. Fluido homogéneo. Generación de corrientes de convección

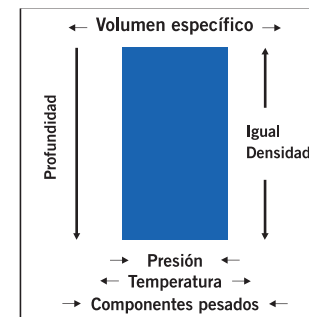


Figura 4. Gradiente composicional para equilibrar las densidades de la columna

presión y temperatura normales, se llega a una situación como la esquematizada en la figura 2. En este caso, los efectos contrapuestos del gradiente de presión (que tiende a disminuir el volumen específico con la profundidad) y el gradiente de temperatura (que tiende a aumentar el volumen específico con la profundidad) se resuelven con predominio del efecto producido por el gradiente térmico. Esta situación conduce a un sistema con densidades más bajas en los niveles más profundos que en los niveles superiores de la estructura.

Como resultado de lo anterior (densidades no equilibradas) se producen corrientes de convección, como se esquematiza en la figura 3. El aporte de energía necesario para esta convección lo aporta la energía térmica proporcionada por el gradiente térmico normal.

Si la composición de la muestra se mantuviera homogénea, la convección continuaría indefinidamente. Sin embargo los sistemas naturales tienden a estabilizarse (eliminar la convección permanente) mediante un cambio composicional a lo largo de la columna de fluidos. Esta situación, esquematizada en la figura 4, conduce a un aumento de la proporción de componentes “pesados” hacia mayores profundidades.

En su aplicación a los casos reales, el esquema de equilibrio esquematizado en las figuras 1 a 4 requiere de los siguientes comentarios:

- Este tipo de modelo (densidad equilibrada con aumento de la

proporción de componentes pesados con la profundidad) explica la situación habitual de disminución de la presión de burbuja con la profundidad en petróleos con casquete de gas.

- Los petróleos poco viscosos y las estructuras con elevada permeabilidad vertical favorecen la obtención del equilibrio final indicado en la figura 4.
- En caso de no haber alcanzado el equilibrio, los sistemas reales pueden encontrarse en algún punto intermedio entre las situaciones esquematizadas por la figura 3 y la figura 4.
- Cuando a lo largo de la historia geológica se generan situaciones como la esquematizada en la figura 5 (aumento de la densidad con la profundidad, sobre la base de un cambio composicional muy marcado) esta situación tiende a permanecer estable. En otras palabras, la situación esquematizada en la figura 4 es un caso límite de equilibrio de densidades. A partir de ese punto, todos los sistemas con densidades crecientes en función de la profundidad resultan estables, pues el gradiente térmico no genera corrientes de convección.

Los fenómenos de difusión, que tienden a homogeneizar la composición de una columna de fluidos, trabajan en forma superpuesta a los fenómenos de equilibrio resultantes de las diferencias de densidad. Como la experiencia muestra que lo habitual son los casos de variaciones de

composición en función de la profundidad, para desarrollar el modelo presente se asume que los equilibrios de densidad son los que dominan en el reacomodamiento composicional a lo largo de la columna de fluidos.

En función del desarrollo previo, a continuación se analiza el equilibrio entre un casquete de CO₂ y petróleo con sus fracciones normales de componentes livianos, medios y pesados. No es relevante, en primera instancia, si la irrupción de CO₂ en el sistema es anterior o posterior a la migración de hidrocarburos hacia la trampa. En ambos casos se genera un casquete de CO₂ casi puro que debe alcanzar el equilibrio termodinámico con un petróleo que, puede asumirse, no posee, inicialmente, cantidades significativas de CO₂.

Para simplificar el desarrollo conceptual, en los dos casos que se estu-

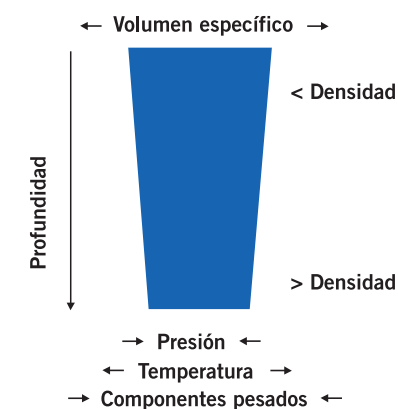


Figura 5. Sistema estable con densidades crecientes en función de la profundidad

diarán (petróleos “livianos” y petróleos “pesados”), se asume que el casquete de CO₂ se pone en contacto con petróleo que ya ha alcanzado la situación esquematizada en la figura 4. No obstante, el desarrollo conceptual es el mismo si se parte de cualquiera de las situaciones indicadas en las figuras 1 a 5.

Petróleos livianos

El equilibrio de densidades conduce a una situación considerada “normal”, generada a través de la siguiente secuencia de condiciones y eventos:

1. El CO₂, en fase gaseosa, presenta una densidad inferior a la densidad del petróleo liviano, dando lugar a la formación de un casquete. Esta situación se esquematiza en la figura 6 en la que el casquete muestra mayor volumen específico (menor densidad) y la presencia de CO₂ se representa mediante el color gris.
2. El CO₂, en fase líquida, presenta una densidad superior a la del petróleo liviano.
3. A consecuencia del punto previo, cuando (en el contacto gas-petróleo) parte del CO₂ se disuelve en el petróleo, este aumenta su densidad media. Esta situación se esquematiza en la figura 7. La disolución de CO₂ genera una “franja” de mayor densidad en la columna de líquido. Esta situación genera corrientes de

- convección (figura 7).
4. La repetición de los puntos previos conduce a que el fluido original, en toda la columna, capte tanto CO₂ como resulte compatible con la presión y temperatura a cada profundidad. El estado final de este proceso conduce a una situación como la que se muestra en la figura 8.
- El equilibrio con CO₂ se superpone al equilibrio de componentes pesados ya esquematizado en la figura 4.
5. En consecuencia, en tiempos geológicos se establece una condición “normal” con densidades constantes o crecientes con la profundidad y fluidos cercanos a la condición de saturación en toda la estructura.
 6. Pese a lo indicado en el punto previo, hay dos factores complementarios que hacen frecuente la disminución de la concentración de CO₂ al aumentar la profundidad
- 6.1. La mayor abundancia de componentes “pesados” y la mayor temperatura en la base de la columna fluida disminuyen la solubilidad del CO₂. Esto significa que a mayores profundidades se obtienen presiones de burbuja similares a las de los niveles superiores con cantidades menores de CO₂ disuelto.
 - 6.2. La obtención de un equilibrio incompleto, en tiempos geológicos, permite una mayor saturación con CO₂ en las cercanías del contacto gas-petróleo que en el resto de la estructura.

Petróleos pesados

Esta es la situación del reservorio en estudio. Para este caso, la secuencia resumida de condiciones y eventos es la siguiente:

1. El contactado inicial del casquete de CO₂ con el petróleo se produce de la misma forma que en el caso de petróleos livianos. La figura 6 resulta adecuada para describir el comienzo de la interacción CO₂-petróleo pesado.
2. El CO₂, al disolverse en fase líquida toma una densidad inferior a la del petróleo pesado. La figura 9 muestra esta situación. De este modo, la disolución directa de CO₂ no aporta un mecanismo de convección adecuado para difundir el CO₂ hacia la base de la estructura.
3. Sin embargo, en la zona del contacto gas-petróleo, parte de los componentes livianos del petróleo pasan a fase gaseosa en función de las constantes de equilibrio de cada uno de ellos. Aunque los valores específicos dependen de las condiciones de cada reservorio, en general una fracción mayoritaria del nitrógeno, metano y etano, originalmente en el petróleo, pasan a la fase gaseosa, y una cantidad importante de CO₂ pasa a la fase líquida del sistema.
4. Tanto el metano como el etano (y en mucha menor medida, el nitrógeno) poseen una densidad como líquidos (disueltos en el petróleo pesado) muy inferior a la densidad media del CO₂ como líquido. En consecuencia, el reemplazo de un

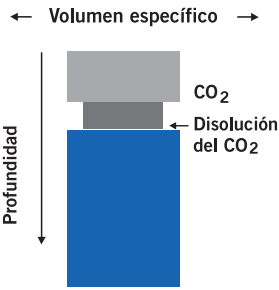


Figura 9. La disolución de CO₂ en petróleos pesados origina una zona de menor densidad en el contacto gas-petróleo

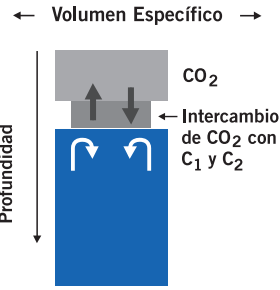
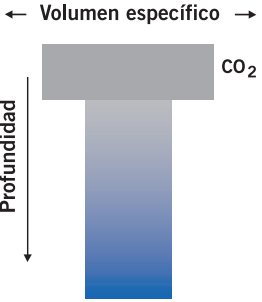


Figura 10. En petróleos pesados, el intercambio de CO₂ con C₁ y C₂ genera una zona de menor densidad en el contacto gas-petróleo



Fgura 11. El CO₂ solo se disuelve en cantidades limitadas en petróleos pesados

- determinado número de moles de metano (o etano) por igual número de moles de CO₂ conduce a la formación de una fase líquida de mayor densidad que la original.
5. Como consecuencia del punto anterior, la disolución del CO₂ solo da lugar a un fluido más denso si, simultáneamente, se extraen componentes de menor densidad de la fase líquida. Y el componente del petróleo más adecuado para este intercambio, tanto por su baja densidad en fase líquida como por su elevada constante de equilibrio y su abundancia relativa en la mayoría de los petróleos es el metano (en menor medida, el etano y el propano también contribuyen a este proceso).
 6. En resumen, el intercambio men-

- cionado, mol a mol, entre CO₂ y los componentes “livianos” actúan en conjunto para generar una fase líquida de mayor densidad, que comienza el proceso convectivo en la columna de líquido tal como se muestra en la figura 10.
7. Simultáneamente los componentes liberados del petróleo dan lugar a una columna de gas de menor densidad que sufre procesos convectivos alejándose, también, de la zona de contacto.
 8. La repetición de los procesos señalados genera un intercambio de componentes livianos, disueltos en el líquido, por CO₂ tomado del casquete. Esto conduce a un estado final como el esquematizado en la figura 11.

Este proceso, si bien lleva a la

difusión de CO₂ hacia toda la columna de líquido, a diferencia de lo que ocurre con petróleos livianos es un proceso acotado, que se interrumpe cuando las constantes de equilibrio del sistema no dan lugar a un aumento de densidad en el líquido. En otras palabras, el intercambio procede, únicamente, hasta que la mayor parte de los componentes livianos del petróleo se intercambian por CO₂.

Consecuencias del modelo

Este modelo genera una serie de consecuencias diferentes de las que produciría el modelo convencional. Algunas de estas consecuencias fueron verificadas experimentalmente y algunas otras requieren mediciones adicionales sobre los fluidos del reservorio.

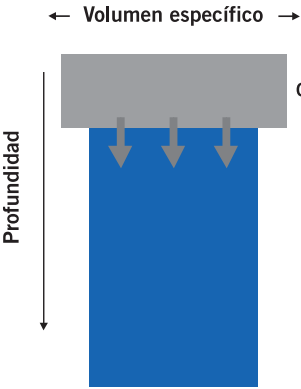


Figura 6. Contactado de un casquete de CO₂ y petróleo. Parte del CO₂ se disuelve en la zona del contacto gas-petróleo

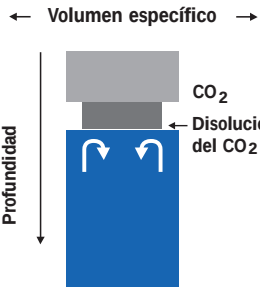


Figura 7. La disolución de CO₂ en petróleo liviano origina una zona de mayor densidad en el contacto gas-petróleo

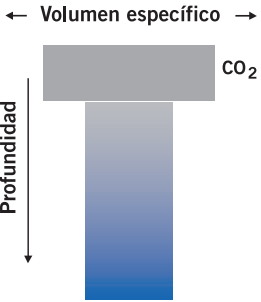


Figura 8. El equilibrio de densidades favorece la disolución de CO₂ en petróleos livianos

Las principales consecuencias son las siguientes:

Composición del petróleo

Ya se indicó que este modelo conduce a una disolución limitada de CO₂ en la fase líquida. Solo es posible disolver CO₂ y generar una densidad de líquido superior a la original, en la medida que, simultáneamente, se retiren componentes que tienen menor densidad en fase líquida.

En consecuencia se espera que la detección de cantidades importantes de CO₂ en las muestras de fluidos de reservorio se acompañe de una marcada y “anómala” disminución del contenido de metano y etano. Esta es exactamente una de las características que presentan, en mayor o menor medida, las composiciones de las muestras PVT. La baja concentración de metano encontrada se considera anómala debido a que el sello de la trampa parece adecuado, en la medida que soporta la existencia de un casquete importante de gas.

No se espera que la eliminación de metano y etano sea completa, dado que las constantes de equilibrio –a las elevadas presiones de reservorio– garantizan que solo una parte de estos componentes pase al casquete en la zona de contacto gas-líquido.

Presión de burbuja

El modelo desarrollado funciona básicamente sobre un intercambio molar (uno a uno) entre CO₂ y metano (y en mucha menor medida con otros componentes). Esta situación termina con un fluido en el que se reemplaza una fracción importante del metano, inicialmente disuelto, por una fracción molar igual de CO₂.

En consecuencia, dado que el CO₂ tiene constantes de equilibrio inferiores a las del metano, el líquido resultante tiene una presión de burbuja menor que el líquido inicial. En otras palabras, un fluido saturado (presión de burbuja igual a presión de reservorio) en el que se reemplaza una parte del metano por igual cantidad de moles de CO₂

pasa a ser sub-saturado, pues el CO₂ es más soluble que el metano en las mismas condiciones de presión y temperatura.

Esta situación, prevista normalmente por el modelo conceptual aquí presentado, es exactamente la característica que llevó a considerar que las muestras PVT que se tomaron empleando un modelo “tradicional” eran no-representativas.

En otras palabras, si se emplea un modelo tradicional de disolución de CO₂ en un fluido determinado, esta disolución se acompaña, inevitablemente, de un aumento de la presión de burbuja del sistema. Por otro lado, con el modelo aquí presentado, el intercambio de metano por CO₂ conduce a una disminución de la presión de burbuja y a la generación de fluidos subsaturados a partir de fluidos inicialmente saturados.

Composición del casquete

El modelo desarrollado sugiere que todo el CO₂ disuelto en el petróleo se acompaña de una cantidad similar (en moles) de metano que pasaron a la fase gaseosa.

Un muestreo sistemático del fluido de reservorio (tanto de la fase líquida como del casquete) permitiría cerrar un balance de materiales composicional y calcular la evolución del equilibrio en la estructura.

Debido a la menor densidad del metano que la del CO₂ en fase gaseosa, es de esperar que las corrientes

de convección hayan generado una mayor concentración de metano en el tope de la estructura.

Petróleo original *in situ*

Tal como fue dicho, históricamente se ha manejado en este yacimiento un rango posible de valores del POIS debido a la coexistencia de dos juegos de datos PVT: el original (derivado de los supuestos ensayos dudosos) y el reformulado, para forzar al fluido a estar saturado. Mediante este estudio se ha podido discriminar, entonces, cuál de ellos era el adecuado y de esta manera conocer el valor correcto del POIS.

Conclusiones

- La subsaturación del petróleo resulta compatible con la presencia de un extenso casquete de gas.
- El modelo desarrollado permite validar la composición, densidad y comportamiento volumétrico de los estudios PVT. De este modo se puede construir un modelo de fluidos para caracterizar adecuadamente el reservorio.
- El análisis cualitativo aquí presentado debe acompañarse de un estudio cuantitativo para la correcta evaluación del reservorio.
- Mediante este modelo se ha resuelto favorablemente el dilema de las condiciones originales del reservorio, existente desde el comienzo de su explotación. ■

El licenciado Marcelo Crotti se desempeñó como profesor de la cátedra Petrofísica y fluidos de reservorios de la carrera de Ingeniería en Petróleo (ITBA) en el período 1993-2001 y como director adjunto del postgrado en Ingeniería de Reservorios (ITBA), durante cuatro años. Gran parte de su carrera profesional la desarrolló en INLAB S.A., en cuyo laboratorio se caracterizan rutinariamente muestras de rocas y fluidos de reservorios y se realizan tareas de integración de datos de reservorios de gas y petróleo. Posee numerosos trabajos publicados en áreas de su especialidad.

El licenciado Matías Fernández Badessich ingresó a YPF S.A., en el sector de reservorios en Malargüe, luego de completar el postgrado de Ingeniería de Reservorios en el ITBA, y se desempeñó en sus funciones durante dos años. Luego, en Repsol YPF completó el *Máster* en Exploración y Producción de Hidrocarburos que se realiza en el ISE (Madrid) y en *Colorado School of Mines* (Colorado), donde se especializó en caracterización de reservorios. Actualmente se desempeña en Buenos Aires, en la exploración y desarrollo de los yacimientos de la Faja Plegada Neuquina Surmendocina.