

IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

iAPG INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

3 al 7 de noviembre 2014
Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina



Inyección de agua en reservorios *shale oil*

El impacto de los fenómenos capilares sobre la producción

Por **Marcelo Crotti** e **Inés Labayén** (Inlab S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1° Premio del Simposio de Recursos No Convencionales del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

Los esfuerzos para lograr una explotación comercial de reservorios *shale* se han volcado principalmente en las tareas de estimulación mediante múltiples fracturas hidráulicas de notable complejidad, cuyo costo se ha transformado en el factor dominante en relación a la rentabilidad de los proyectos.

Por otra parte, todavía están en desarrollo (y discusión permanente) las técnicas correctas de laboratorio para caracterizar el potencial productivo de estas acumulaciones. En este sentido, se trabaja en dos líneas principales:

- Adaptar las técnicas de la geoquímica exploratoria para convertirlas en metodologías de evaluación de

reservorios. A modo de ejemplo, parámetros como madurez y datos de pirólisis se incluyen entre las herramientas para caracterizar los reservorios *shale*.

- Extender el rango de aplicabilidad de las técnicas convencionales para que resulten válidas más allá del límite para el que fueron diseñadas. En esta línea de trabajo, se llega al límite de poner en entredicho la ley de Darcy para el flujo monofásico, que siempre ha sido el parámetro de referencia para evaluar la capacidad productiva de las acumulaciones de hidrocarburos.

Las dos vías tienen severas limitaciones, en muchos casos asociadas a la dudosa representatividad o integridad de las muestras empleadas y, en otros, a la escasa representatividad de las metodologías disponibles. Esto incluye hasta las técnicas más “sencillas”, como el lavado y acondicionamiento de las muestras antes de las mediciones rutinarias.

Como consecuencia, el reservorista se encuentra, muchas veces, con resultados de dudosa aplicación, incluso en propiedades tan básicas como la permeabilidad de la roca (o correlaciones K-phi).

En realidad, el tema es mucho más complejo porque, aunque se disponga de datos que podrían calificarse de “correctos”, resulta difícil establecer las dimensiones del propio “reservorio”, la distribución de tamaños de los bloques generados por las fracturas e incluso los factores de recuperación aceptables para una acumulación determinada. De modo que aunque se disponga de “buenos” datos de laboratorio, seguiría faltando el modelo al que deberían aplicarse.

Como ya se mencionó, todo lo anterior se traduce básicamente en que el mayor esfuerzo, muchas veces empírico, se vuelca en la optimización de las operaciones de fractura y en las condiciones operativas del pozo. En este caso, se utiliza como parámetro de control la propia productividad de los pozos aunque no se disponga de un modelo explicativo adecuado.

Adicionalmente, dentro de este panorama, al que se suma la escasa experiencia temporal en estos escenarios, resulta difícil definir la eficiencia de la recuperación “primaria”. En consecuencia, es muy difícil planificar recuperaciones asistidas o “secundarias”, equivalentes a las que se planifican en reservorios convencionales.

Sin embargo, ya hay trabajos que documentan la posibilidad de asistir la producción de hidrocarburos sin recurrir a esfuerzos adicionales en las tareas de fractura.

Dentro de esta línea, resulta particularmente promisorio la que recurre a los fenómenos de imbibición, de forma conceptualmente similar a la que se emplea en yacimientos naturalmente fracturados.

En la publicación de Morsy *et al.* (2013), se estudia la posibilidad de implementar operaciones de *waterflooding* en yacimientos de *shale oil* mediante optimización de la formulación de los fluidos de fractura y la orientación de las mismas para reforzar los procesos de imbibición. Los estudios fueron realizados sobre muestras de los yacimientos de Eagle Ford, Mancos, Barnett, y Marcellus.

En ese mismo trabajo se documentan estudios de imbibición de agua en laboratorio, sobre muestras sin tratar y tratadas con diferentes calidades de ácido. Los resultados indican producciones de petróleo, por intercambio espontáneo con agua, que van del 5% al 50% del petróleo inicialmente retenido en las muestras.

Las interpretaciones de estos y otros resultados asociados a la acción del agua en escenarios *shale* son variadas, pudiéndose atribuir la mejora en la producción de petróleo a factores como cambio de mojabilidad y/o alteración de las propiedades del medio poroso como consecuencia del contacto con agua (Wang *et al.* 2010), activación de una red de fracturas naturales por efecto del aumento de la presión del reservorio y enfriamiento del mismo (Fakcharoenphol *et al.* 2012), o por hinchamiento de arcillas y activación de la red de fracturas naturales (Onyenwere 2012).

Solo recientemente (Wang 2014), se plantea abiertamente que la clave para mejorar la productividad de los reservorios *shale* es la imbibición de agua. Dicho estudio está basado en muestras del campo Bakken, y se focaliza en identificar los productos adecuados para alterar su mojabilidad y mejorar la recuperación de petróleo potenciando el mecanismo de imbibición de agua.

El presente trabajo está destinado a analizar mecanismos de recuperación de petróleo similares a los descritos en dichas publicaciones y agregar argumentos adicionales que justifiquen la realización de estudios de laboratorio y de campo destinados a incrementar el factor de recuperación en estos escenarios.

Fundamentos

Los fenómenos capilares asociados a la existencia de lo que se conoce como “mojabilidad preferencial” aparecen siempre que dos o más fluidos se ponen en contacto con un medio poroso.

Las fuerzas o presiones capilares que aparecen espontáneamente en estos sistemas suelen ser poco significativas en reservorios “convencionales” donde la roca presenta gargantas porales de 10 o más micrones de “diámetro”. En estos reservorios, los fenómenos capilares se tienen en cuenta rutinariamente para describir la distribución de fluidos pero, salvo pocas excepciones (Crotti *et al.* 2010), no se los considera significativos como para afectar sensiblemente la producción de los mismos.

De hecho, la práctica “convencional” de la ingeniería de reservorios asume que las fuerzas que movilizan los fluidos están asociadas principalmente a las presiones originales del sistema o las fuerzas que se imponen desde superficie mediante equipos de inyección y bombeo. De este modo, se asume que las fuerzas espontáneas (gravitatorias y capilares) son de menor relevancia y solo debe considerárselas en situaciones particulares.

Las fuerzas gravitatorias (responsables de la segregación de fases inmiscibles) se incorporan con relativa facilidad y su impacto se tiene en cuenta especialmente en reservorios con elevada permeabilidad, con grandes diferencias de nivel entre el tope y la base de la estructura productiva y cuando la baja viscosidad de los fluidos facilita el movimiento de las fases.

Las fuerzas capilares no son tan fáciles de manejar (conceptual y cuantitativamente), pues involucran variables que a veces resultan de muy difícil evaluación. Y esta situación toma particular relevancia cuando las presiones capilares superan los cientos o miles de psi, como ocurre en escenarios caracterizados como *tight* y *shale*, con poros de 0.1 micrones o menores, donde las fuerzas capilares

adquieren magnitudes comparables o superiores a las que se pueden aplicar externamente en las operaciones de producción.

Suponiendo que el medio poroso contiene una estructura poral formada por capilares cilíndricos uniformes, resulta muy simple la expresión que vincula la intensidad de las fuerzas capilares con las variables asociadas a la estructura poral y a la interacción roca-fluidos:

$$P_c = 2 \sigma \cos(\theta) / r \quad [\text{Eq. 1}]$$

Donde:

- P_c = Presión capilar
- σ = Tensión interfacial
- θ = ángulo de contacto
- r = radio del capilar

Al resolver esta ecuación para diámetros capilares de 1 micrón, con tensiones interfaciales de 30 dyn/cm y un ángulo de contacto de 0° (completa mojabilidad al agua), la presión resultante es cercana a 16 psi.

Debido a la relación inversa entre radio poral y presión capilar, si el tamaño de los capilares se reduce 100 veces (0.01 micrones), alcanzando valores típicos de rocas *shale*, la presión se incrementa por un factor equivalente, llevando la presión capilar a valores superiores a las 1,000 psi.

Como se puede apreciar, en estos escenarios, al igual que en reservorios naturalmente fracturados de matriz muy "cerrada", los fenómenos capilares impactan fuerte-

mente en las metodologías de caracterización de reservorios y en las estrategias de producción (Crotti 2007).

Por esta razón, la correcta comprensión de los fenómenos capilares se torna más y más importante a medida que se avanza en la explotación de escenarios más heterogéneos y de menor permeabilidad.

La figura 1 (tomada de Nelson 2009), muestra comparativamente los diámetros porales típicos en diferentes escenarios naturales, las metodologías de medición de los mismos y algunos valores comparativos para apreciar mejor las escalas asociadas.

En la figura 2 se muestran con más detalle la estructura poral de rocas del tipo *shale*, tal como se caracterizan mediante la técnica de inyección de mercurio.

En dicha figura se incluyen las permeabilidades al gas de las muestras, que fueron caracterizadas con un equipo de inyección de mercurio que trabaja hasta un máximo de 60,000 psi, permitiendo acceder y cuantificar el volumen asociado a gargantas porales con un diámetro mínimo de unos 0.003 micrones.

En la figura 2 se puede apreciar que las distribuciones de diámetros porales pueden abarcar rangos muy amplios, e incluso las rocas más permeables (que presentan la mayor abundancia de tamaños porales cerca de 0.5 micrones), también pueden poseer fracciones importantes de su volumen poral solo accesible a través de gargantas de 0.01 micrones o menos.

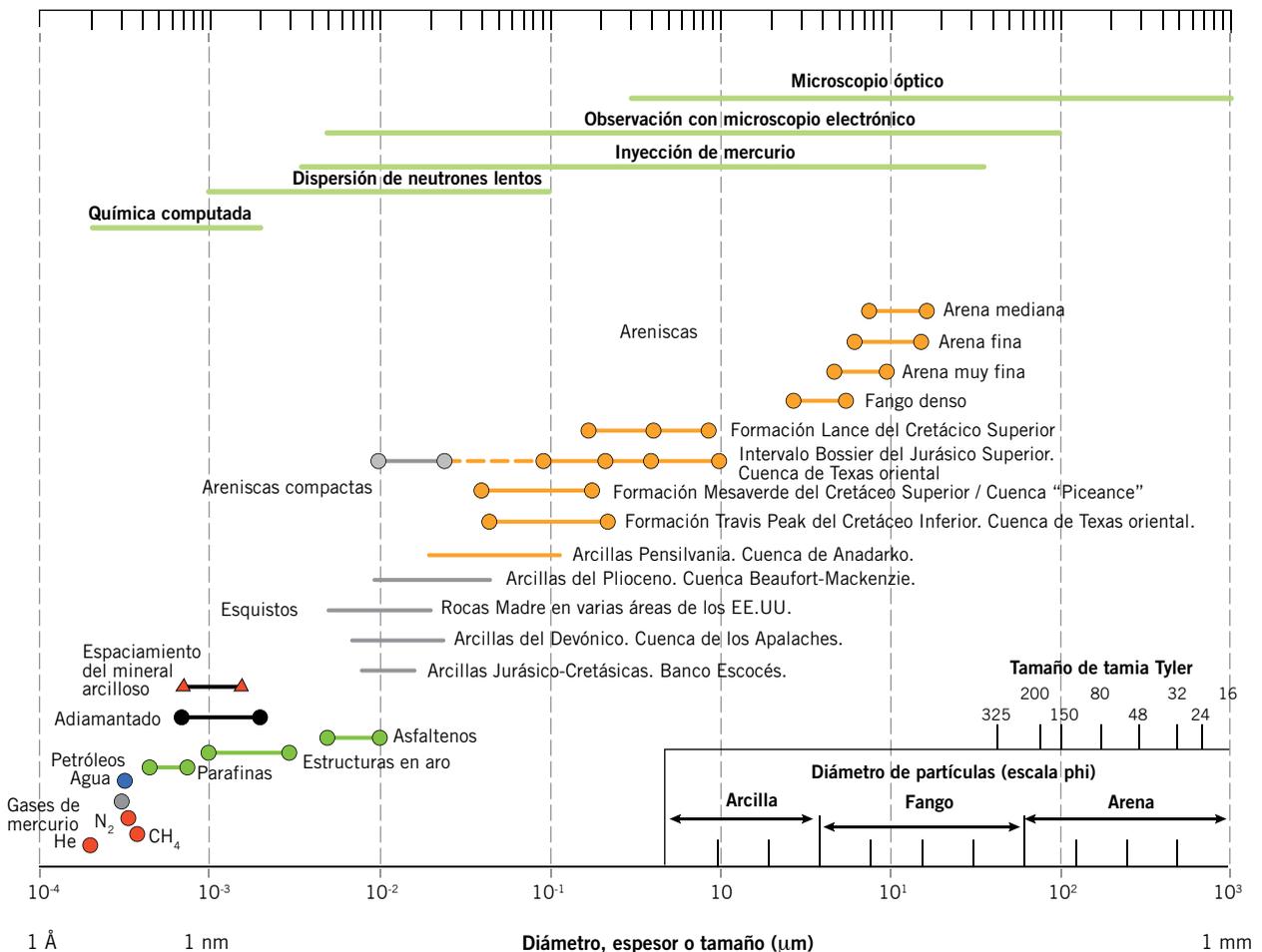


Figura 1. Tamaños porales característicos. Tomado de Nelson (2009).

Debe destacarse que las mediciones por inyección de mercurio se hacen necesariamente sobre roca limpia y seca, de modo que los valores de permeabilidad indicados en las muestras de la figura 2 pueden ser muy altos comparados con los correspondientes a las mismas muestras en condiciones y saturaciones propias del reservorio. Por otra parte, a partir de unos 0.02 micrones, el mismo mercurio comprime el espacio poral aún no invadido a presiones por encima de 10,000 psi. Este conjunto de circunstancias (vinculadas implícitamente al propio método de medición), hace que estas distribuciones de tamaños porales, aunque cercanas a los valores reales, deban tomarse solo como indicativas.

Como consecuencia de los muy pequeños tamaños porales característicos, en estos escenarios es frecuente que el reservorista se enfrente a situaciones que contradicen marcadamente cualquier experiencia desarrollada en escenarios “convencionales”, o en otro tipo de “no-convencionales”.

Dentro de esta línea de comportamientos “anómalos”, en este trabajo se analiza cómo el mismo fenómeno que origina lo que se conoce como daño capilar, o retención de agua por efecto de borde en reservorios *tight*, puede transformarse en un fenómeno favorable en escenarios *shale*.

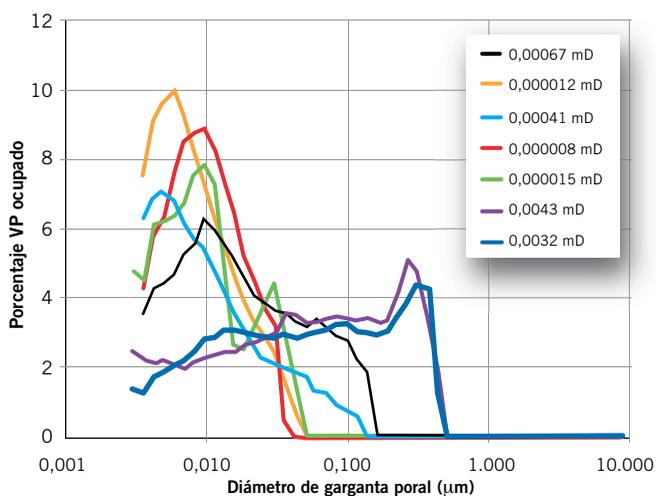


Figura 2. Distribución de tamaños porales en rocas tipo *shale*.

El daño capilar

En la práctica, en escenarios del tipo *tight gas*, se sabe que los fenómenos capilares son responsables de lo que se conoce como daño capilar. Este daño superficial está asociado a la retención de la fase mojante, que tiende a permanecer dentro del medio poroso cuando se llega a un límite físico como el que representa la ausencia de medio poroso en el espacio abierto del fondo de pozo.

En estos reservorios (básicamente arcillas y areniscas muy finas), la fase mojante es el agua. En este caso, las elevadas presiones capilares dan lugar a que el agua de la formación se encuentre a algunos cientos de psi por debajo de la presión del gas. Esto se traduce en el ingreso espontáneo del agua hacia la red poral y a la necesidad de aplicar *drawdowns* equivalentes para retirar el agua del medio poroso durante la limpieza y puesta en producción del pozo.

Dichas diferencias de presión son aplicables en las cercanías del pozo, pero no es posible desarrollarlas en las zonas

más alejadas, debido a la pérdida de carga en la propia fractura. Como consecuencia, el agua retenida por efectos capilares produce el bloqueo del flujo de gas derivado de la película superficial de muy baja permeabilidad efectiva a esta fase.

En pocas palabras, la experiencia con escenarios *tight* tiende a condicionar al especialista a que cuando se manifiestan los fenómenos capilares, estos tienden a disminuir la producción por efecto de lo que se agrupa bajo la denominación genérica de “daño capilar”.

En la práctica, este daño es de muy difícil remoción y puede disminuir notablemente la eficiencia de las fracturas hidráulicas.

Para contrarrestar este fenómeno, en escenarios de muy baja permeabilidad se han desarrollado técnicas que tienden a disminuir la posible absorción y retención de agua, ya sea por el agregado de aditivos (CO₂, Metanol), o minimizando el tiempo de contacto del fluido de fractura con la formación.

Por todo lo dicho, en escenarios *tight*, la retención de un porcentaje muy elevado del agua de fractura se considera una mala señal que se traduce directamente en pérdida de productividad de los pozos.

Daño capilar en escenarios *shale*

Aplicando la experiencia de reservorios *tight*, en una primera aproximación, los reservorios tipo *shale* se mostrarían como un escenario notablemente adverso, pues las permeabilidades de la matriz porosa son unas 100 veces menores a las de los escenarios *tight*. Esto se traduce, aproximadamente, en diámetros porales unas 10 veces menores, con presiones capilares unas 10 veces mayores. Por lo tanto, la extrapolación directa de la experiencia en reservorios *tight* indicaría que los daños capilares resultantes serían casi imposibles de eliminar.

Sin embargo, hay una característica que revierte esta primera aproximación desalentadora, y que concuerda con la experiencia positiva con fracturas hidráulicas en estos campos: la mojabilidad.

En tanto que los reservorios *tight* son casi 100% mojables al agua, los reservorios tipo *shale* poseen una matriz orgánica (el querógeno) que es fuertemente mojable al petróleo. Adicionalmente, esta matriz orgánica está inserta en una matriz mineral de grano muy fino, mojable al agua.

Esta doble mojabilidad (incluso a nivel microscópico), genera un resultado notable:

- Muy marcada avidez por agua, en la zona mojable al agua.
- Posibilidad de fracturar la roca sin generar daño capilar en la zona mojable al petróleo.

En función de los comentarios previos, lo que sigue es un análisis conceptual acerca de lo que ocurre con el agua de fractura no recuperada.

En reservorios de gas *tight* se asume, en general sin explicitarlo, que el agua retenida desplaza el gas de la formación hacia el interior de la misma. Dicho de otra forma, no se asume que el agua absorbida por la roca se intercambia con el gas del espacio poral (un volumen de agua que ingresa intercambiado con un volumen de gas que sale de la formación), sino que lo que se produce es un desplazamiento de gas hacia el interior del reservorio.

Nota: En realidad el intercambio se produce en mayor o menor medida, dependiendo de las condiciones de la fractura. Lo que ocurre es que el daño capilar generado sobrepasa marcadamente cualquier beneficio derivado de introducir agua en la formación y obtener gas libre como resultado del intercambio.

En escenarios del tipo *shale oil*, a diferencia de lo que ocurre en reservorios *tight*, el volumen de agua no recuperada es de magnitud similar (algunos miles de m³) al petróleo recuperado en los primeros meses de producción.

De esta forma, el aporte realizado por el intercambio de fluidos no puede despreciarse como posible mecanismo de producción de una parte significativa del petróleo acumulado por pozo.

Adicionalmente, la doble mojabilidad facilita el mecanismo de intercambio de fluidos entre la roca y la fractura, al mismo tiempo que el propio diseño de fractura, tendiente a fragmentar al máximo la estructura rocosa, hace difícil concebir un desplazamiento de todo el volumen de agua absorbido hacia lo que denominaríamos “interior del reservorio”. Cabe recordar que en estos reservorios es válido el concepto de que el reservorio se “crea” con la propia fractura y, por lo tanto, no existiría un reservorio “más allá” de la zona fracturada y su inmediata vecindad.

Como consecuencia de lo anterior, el agua retenida no necesariamente conduce a una pérdida de producción, sino que puede transformarse en asistencia a dicha producción.

Y, en este punto, es importante analizar el proceso migratorio y sus consecuencias sobre la propia roca generadora.

Expulsión de hidrocarburos y presiones capilares

El proceso migratorio comienza con lo que se describe como “expulsión” del hidrocarburo a partir de la roca generadora. Esta expulsión está asociada a la generación de sobre-presión en la roca madre (Hunt 1996), y esta sobre-presión deriva, entre otros procesos, del “cracking” de la materia orgánica, que conduce a un aumento del volumen asociado a los hidrocarburos.

Nota: Esta sobre-presión, necesaria para la expulsión de hidrocarburos, regularmente se conserva en las rocas generadoras (como es el caso de la Fm. Vaca Muerta) y en los reservorios *tight* vinculados directamente a rocas generadoras (como en la Fm. Los Molles).

En principio, lo que se asume es que, durante el proceso de maduración, se eleva la presión de fluidos hasta que el exceso de presión rompe algunos de los sellos que retiene a los fluidos atrapados en la red poral de la roca generadora. Los sellos son de dos tipos:

- Sellos mecánicos, que dependen de la resistencia mecánica de la propia roca generadora y su entorno.
- Sellos capilares, que se vinculan al tamaño de los poros y las fuerzas interfaciales de los fluidos involucrados.

La rotura de sellos mecánicos conduce a la generación de una red de microfisuras en la propia roca generadora, en tanto que la rotura de sellos capilares da lugar a un flujo

muy lento, a través de una matriz muy poco permeable, mientras se elimina el agua retenida en los microporos de la estructura poral.

Independientemente de cuál sea el sello más débil, la generación de elevadas sobre-presiones inevitablemente afectan las fuerzas capilares del sistema, de tal modo que, mientras que el agua se mantiene a presiones cercanas a la presión hidrostática regional, el hidrocarburo incrementa su presión, generando un aumento directo de presión capilar (definida simplemente como diferencia de presión entre la fase no-mojante y la fase mojante del sistema).

En función de lo anterior, la primera estimación de la magnitud de las fuerzas capilares involucradas en estos sistemas lo da la propia sobre-presión de fluidos en la roca madre. En estas condiciones se puede afirmar que si, en un dado reservorio, se detecta una sobre-presión de 3,000 psi, esa sobre-presión es una buena estimación de la presión capilar del sistema agua-hidrocarburo en ese escenario.

En realidad, ese suele ser un valor de mínima, pues la sobre-presión actual no es necesariamente la máxima sobre-presión a que ha sido expuesto el sistema roca-fluidos. Y, debido a la lentitud del acomodamiento posterior de fluidos, lo que establece la distribución de fluidos es la máxima presión capilar a que se ha sometido el sistema a lo largo de su historia geológica.

Nota: Una presión capilar agua-petróleo de 3,000 psi indica que esa diferencia de presión está disponible para movilizar fluidos cuando, por ejemplo, se aporta agua libre al sistema. En el espacio abierto de la fractura o del fondo de pozo, ambas fases están a la misma presión, pero en la estructura poral, el agua está a 3,000 psi menos que el petróleo.

En la matriz mineral, el aumento de presión de hidrocarburos en varios miles de psi (como se registra en las presiones actuales en la Fm. Vaca Muerta), puede ser suficiente para haber eliminado el agua retenida capilarmente en estructuras tan cerradas que, en reservorios convencionales, y en la experiencia rutinaria de los especialistas, tendrían una saturación del 100% de agua.

De esta forma, en la fracción que regularmente se identifica como arcilla, en base al tamaño de granos, suele haber una saturación no despreciable de hidrocarburos, introducida mediante la aplicación de presiones capilares muy altas.

En la literatura especializada la muy baja saturación de agua en escenarios *tight* se ha atribuido erróneamente a fenómenos de secado que conducen a condiciones de saturación “sub-irreducible” (Bennion *et al.* 2000, 2002). Esta calificación se aplica asumiendo que las presiones capilares en estos reservorios, al igual que en los convencionales, se generan mediante columnas hidrostáticas de fluidos en equilibrio. Sin embargo, es posible demostrar (Crotti 2007), que las saturaciones de agua se corresponden con las sobrepresiones de hidrocarburo a que han sido sometidas estas acumulaciones durante el proceso de entrapamiento.

Lo anterior permite justificar la elevada retención del agua de fractura que no se elimina durante el proceso de producción de los pozos en escenarios *shale*.

En principio, se trata del mismo fenómeno que ocurre en los reservorios *tight*. El material de grano muy fino puede absorber y retener agua porque, durante la historia

geológica el agua connata fue eliminada con ayuda de elevadas sobrepresiones de hidrocarburo.

En la matriz orgánica (querógeno), la situación es diferente. En esta matriz orgánica el agua posiblemente esté en condiciones de irreductible desde los inicios del proceso. Y en este caso las presiones capilares, también muy elevadas, están invertidas en el sentido en que en esta parte de la matriz porosa el petróleo, como fase mojantera, está a menos presión que el agua.

De este modo, si las dos fases están libres, la fase acuosa es fuertemente atraída por la matriz mineral, en tanto que la fase hidrocarbonada migra espontáneamente hacia la matriz orgánica. Y, en ambos casos, las presiones involucradas pueden ser de varios miles de psi.

Antecedentes

Las experiencias de lavado, secado, reacondicionamiento y medición de fenómenos capilares sobre rocas de muy baja permeabilidad (1 microdarcy o menos), son difíciles de realizar en condiciones que puedan asegurar una completa representatividad de las condiciones de reservorio.

Por esta razón, no es sencillo realizar experiencias de producción de petróleo mediante fenómenos de imbibición en escenarios *shale*.

Algunas experiencias cualitativas realizadas por los autores de este trabajo con rocas *tight* y *shale* permitieron apreciar la magnitud de los fenómenos capilares en estos medios de tan baja permeabilidad. Incluso, se ha empleado la intensidad de este mecanismo de absorción de agua para recuperar la saturación de agua y la resistividad en rocas secadas por exposición al ambiente y evaporación (Crotti *et al.* 2011).

No se han publicado experiencias de aplicación de este mecanismo de producción en rocas de escenarios argentinos, pero sí existen estudios vinculados a muestras de los yacimientos Bakken (Wang 2011, 2014), Eagle Ford, Mancos, Barnett y Marcellus (Morsy 2013).

Como ya se mencionó, en estos trabajos en general se asocia la recuperación adicional de petróleo a la disolución de una parte de la matriz mineral, o a la generación de microfisuras como resultado de la interacción agua-arcillas.

En el presente trabajo se parte de una base un poco diferente, pues si bien lo que se analiza también es la recuperación adicional de petróleo asociada a la incorporación de agua, el mecanismo que se propone es el de imbibición espontánea, con o sin generación de permeabilidad adicional en la matriz porosa. En alguna medida, lo que en los trabajos mencionados se propone como producción por mejora de permeabilidad, en este desarrollo se asume que es aumento de producción gracias al empleo de las muy elevadas presiones capilares de estos escenarios, que solo se efectivizan con la presencia de agua como fase mojantera.

Desde este punto de vista, no es tan importante la composición del agua (dulce o salada), sino la propia presencia de agua. Sin embargo, como muestran los trabajos mencionados, el agregado de aditivos, tales como tensioactivos específicos, y los cambios de salinidad y/o pH, pueden ayudar a promover los fenómenos espontáneos, alterando la intensidad o la velocidad de las interacciones roca-fluidos.

En este punto debe notarse que el agregado de tensioactivos, si bien tienden a mejorar los procesos de imbibición, gracias a la alteración de ángulos de contacto, al mismo tiempo disminuyen la intensidad de las fuerzas capilares, por lo que en laboratorio puede ser un proceso más eficiente (mayor porcentaje de recuperación del POIS), en reservorio puede involucrar tiempos antieconómicos.

Desde este punto de vista, aunque no puedan escalar-se en forma directa (especialmente porque se desconocen muchos factores propios del reservorio), los ensayos de laboratorio pueden diseñarse para identificar las mejores formulaciones en forma comparativa.

Consecuencias

Los análisis aquí presentados sugieren que una parte importante del petróleo producido puede provenir del intercambio de fluidos, asociado a los fenómenos capilares. En otras palabras, la elevada retención de agua en estos sistemas puede ser una buena señal, cuyas consecuencias podrían impactar en la forma de asistir la producción de hidrocarburos.

Si este modelo explicativo es adecuado, no habría por qué suponer que todo el intercambio posible de agua por

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

IPH SAICF®

CABLES DE ACERO
ESLINGAS - ACCESORIOS
www.iph.com.ar

La ingeniería de reservorios en escenarios *shale*

petróleo (agua que entra a la red poral y petróleo que sale hacia la red de fracturas naturales o inducidas) se produjo durante la operación de fractura. Por lo tanto, puede pensarse en estimular, mediante la inyección de agua, a pozos que hayan declinado muy fuertemente. Lo que se buscaría es favorecer un nuevo intercambio de fluidos de modo de transformar al agua inyectada y retenida en producción de petróleo.

La operatoria no implicaría una nueva fractura, con el agente de sostén correspondiente, sino solamente la inyección de agua, sin gelificantes ni aditivos propios de las operaciones de fractura, pues estos podrían desfavorecer el ingreso de agua a la matriz mineral.

Para que el proceso sea eficiente, habría que inyectar agua a caudales que no arrastren el agente de sostén y en condiciones que no superen la presión de fractura. Hay que tener en cuenta que las presiones capilares actuarían como una diferencia de presión de inyección adicional, favoreciendo el ingreso del agua a la matriz mineral.

Dentro del programa de trabajo, habría que incluir un período de cierre, posterior a la inyección de agua, y previo a la nueva puesta en producción, para favorecer el fenómeno de intercambio capilar en un sistema estático.

Este mismo modelo sugiere una serie de mediciones que serían de interés para optimizar períodos de estimulación y su acción progresiva, que deberían ajustarse en las pruebas de campo.

El ítem de estudio de mayor interés posiblemente radique en diferenciar el petróleo retenido en la matriz orgánica, del petróleo introducido en la matriz mineral durante el proceso de maduración y generación de sobrepresión en la roca generadora. Es de esperar que haya diferencias entre las dos calidades de hidrocarburos debido a que el entorno afecta los fenómenos catalíticos involucrados en las etapas posteriores del proceso de maduración del hidrocarburo. Adicionalmente, el hidrocarburo ya expulsado hacia la matriz mineral dejaría de recibir los nuevos productos derivados del querógeno en etapas posteriores, ya en diferentes condiciones de madurez.

En caso de tratarse de hidrocarburos distintos, esas diferencias serían la clave del seguimiento de la eficiencia de la producción por imbibición. Es de esperar que el petróleo producido por imbibición contenga mayor proporción del hidrocarburo retenido en la matriz mineral que el petróleo generado por simple depletación del reservorio, dado que la imbibición solo procedería en la zona mojable al agua.

Es necesario hacer una observación especial respecto a los reservorios del tipo *shale gas*. Si bien en este desarrollo se analiza con algún detalle el comportamiento previsto para niveles de petróleo, los mismos fundamentos podrían aplicarse a los niveles de gas, con la ventaja, en horizontes de gas y condensado muy rico, que la inyección de agua permitiría mantener una mayor presión de reservorio, con una menor pérdida de líquidos por el proceso de condensación retrógrada. Además, habitualmente la tensión interfacial agua-gas es superior a la de los sistemas agua-petróleo, por lo que es de esperar que en horizontes *shale gas* los fenómenos de imbibición sean más intensos.

Sin embargo, el posible aporte por imbibición es probable que sea porcentualmente menor en los horizontes de gas, dado que la menor viscosidad de este fluido favorece la producción "convencional" del mismo por depletación de la acumulación.

La ingeniería de reservorios es una disciplina casi centenaria que, partiendo de principios muy sencillos, fue perfeccionando las herramientas existentes, y agregando nuevas a medida que fueron surgiendo nuevos desafíos y que se fueron desarrollando tecnologías más complejas y eficientes.

A lo largo de esta evolución, y como consecuencia de la dificultad de hacer mediciones directas en el subsuelo, se fue desarrollando una especie de sinonimia entre el objeto de estudio y las herramientas empleadas para describirlo y cuantificarlo.

De este modo, es habitual que se recurra a la curva de presión capilar para hablar de distribución de fluidos y a las curvas de permeabilidad relativa para hacer referencia al movimiento de fluidos.

En la misma línea, y para conceptos aún más básicos, se asume que la porosidad representa el contenido de hidrocarburos, una vez que al espacio poral se le resta su contenido de agua, y también se acepta que la comparación de permeabilidades, entre diferentes zonas del mismo reservorio, proporciona una indicación directa de la capacidad de producir fluidos de estas zonas.

Las mediciones de laboratorio se han diseñado y se emplean sobre la base de estas equivalencias entre propiedades medibles y propiedades de interés.

Sin embargo, los escenarios *shale* (y en particular los correspondientes a *shale oil*) obligan a reconsiderar estas equivalencias.

La posibilidad de emplear la porosidad como capacidad de almacenamiento de fluidos se basa en asumir que es posible diferenciar perfectamente lo que constituye la matriz, proporcionada por la roca, del espacio poral asociado a la misma. Sin embargo, en estos reservorios, es muy difícil establecer un límite preciso entre espacio poral y matriz soporte. Con poros tan pequeños se generan superficies específicas muy extensas, donde los fluidos adsorbidos superficialmente ocupan volúmenes no despreciables frente a los fluidos "libres". Y no es fácil establecer, ni para el agua ni para ciertas fracciones de hidrocarburos, en qué punto dejan de pertenecer a la matriz de la roca y cuándo representan espacio poral ocupado.

Con la permeabilidad, la situación es tanto o más incierta que para la porosidad. En este caso, se discute desde la validez de la propia ecuación de Darcy hasta la forma correcta de tomar las muestras y hacer las mediciones. Es normal que muestras "gemelas" enviadas a laboratorios diferentes sean calificadas con permeabilidades que varían en más de un orden de magnitud entre sí. Es frecuente presenciar discusiones acerca de si la "permeabilidad" de una misma roca está en el orden de los micro-darcies o en el de los nano-darcies.

En el caso de permeabilidades relativas, aunque se aceptara su aplicación al modelado numérico, resultaría imposible hacer mediciones exentas de objeciones, por problemas que van desde la deformación del medio poroso asociado, a las diferencias de presión que sería necesario emplear, hasta la propia validez del concepto de permeabilidad relativa en escenarios dominados por fuerzas capilares y mojabilidades mixtas (Crotti 2004).

Con las presiones capilares la situación es muy particular. En estos escenarios, resultan inaplicables las curvas de presión capilar para modelar la distribución de fluidos, por las mismas razones que ya no sirven para escenarios *tight* (Crotti 2007). Además, la doble mojabilidad asociada a la coexistencia de una matriz mineral con una matriz orgánica, genera problemas conceptuales y de medición que exceden el correcto modelado y escalamiento de cualquier posible medición de laboratorio. Por otro lado, es necesario cuantificar las fuerzas capilares pues, en estos reservorios, su intensidad puede exceder cualquier desbalance de presiones que puedan generar las operaciones de superficie.

Todo lo anterior configura una situación bastante desalentadora respecto a la aplicabilidad de las herramientas tradicionales de la ingeniería de reservorios para modelar y predecir el comportamiento de estos reservorios.

A modo de ejemplo se puede analizar, con algún detalle, lo que pasaría si se lograra medir la permeabilidad de los niveles *shale* con un grado de representatividad similar al que se le otorga a los reservorios convencionales.

Nota: De hecho, este es el objetivo de muchas investigaciones y publicaciones recientes.

En un primer análisis, podría pensarse que ya estaríamos nuevamente en condiciones de asociar el valor de permeabilidad con la capacidad de movilizar fluidos de cada nivel que se estudie. Pero lamentablemente no es este el caso.

El caudal de producción (que es la variable que importa desde el punto de vista de la explotación hidrocarbúfera) depende no solo de la permeabilidad del medio y de la viscosidad de los fluidos, sino de la superficie de aporte y de la diferencia de presión efectiva para movilizar a dichos fluidos.

La superficie efectiva de las fracturas (naturales e inducidas) que conducen hacia el pozo es un tema de análisis, y estamos muy lejos de disponer de valores representativos para esta variable.

Sin embargo, si lograra establecerse adecuadamente el área de flujo desde el reservorio hacia la red de fracturas, aún estaría faltando una adecuada determinación de la diferencia de presión disponible para completar los cálculos.

En cualquier caso, dado que el agua de fractura retenida por cada pozo es, habitualmente, de varios miles de metros cúbicos, faltaría considerar el impacto de esta va-

riable en los cálculos. Sobre este punto, se pueden plantear modelos alternativos:

- Se puede asumir que, como en escenarios *tight*, el agua retenida genera un daño capilar que impide o dificulta la producción de hidrocarburos.
- Como se plantea en este trabajo, se puede interpretar que el intercambio de agua por petróleo contribuye a la producción del pozo.

En el primer caso, se agregaría una gran incerteza al área de flujo y, en el segundo, habría que incluir la contribución de las presiones capilares (de algunas centenas a varios miles de psi) a las fuerzas impulsoras para la producción de hidrocarburos.

Como resultado, puede apreciarse que la sola medición de permeabilidad de la matriz porosa no es suficiente para el modelado efectivo de estos escenarios. La permeabilidad está acompañada de otras variables (afectadas de una notable incerteza), que tienen un impacto posiblemente mucho mayor en la producción de hidrocarburos.

A todo lo anterior se agregan los problemas de evaluación de las fracturas hidráulicas múltiples que, aunque tengan idéntico diseño, no presentan un único patrón de comportamiento ni siquiera en un mismo nivel estratigráfico y en el mismo pozo.

Como resumen, parece recomendable abandonar algunas de las herramientas convencionales de modelado, redefinir las variables a medir en laboratorio y desarrollar modelos adecuados para incorporar las mismas a la descripción de estos reservorios.

Con este objetivo, en los apartados que siguen se incluye una propuesta de estudios mediante una batería de mediciones de laboratorio y de campo destinadas a lograr modelos predictivos adecuados para describir y optimizar la producción en estos complejos escenarios.

Mediciones de laboratorio

Como ya se mencionó, los ensayos de laboratorio deben diseñarse para cuantificar las variables asociadas a los modelos de producción que se emplean en cada escenario.



POTENCIAMOS LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS - EN CUALQUIER PARTE DEL MUNDO

Wärtsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6% de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente.

Lea más en www.wartsila.com

Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

Entonces, no es de extrañar que, para caracterizar reservorios no convencionales del tipo *shale*, deban emplearse mediciones de laboratorio que también son no convencionales.

Las que se describen en este trabajo pueden considerarse no convencionales porque incorporan metodologías nuevas, pero también son no convencionales porque, a diferencia del uso tradicional de los datos de laboratorio, algunos de estos no se diseñan para caracterizar el reservorio sino que hacen foco directamente en la asistencia a la producción.

De este modo, los ensayos que se analizan a continuación incluyen mediciones directas, sin modelado, y estudios comparativos de condiciones y productos destinados a mejorar la curva de producción.

Nota: Como toda metodología en desarrollo, el tipo de estudios propuesto es tentativo, debiendo tomarse solo como una indicación de la forma en que deberían encararse los estudios de laboratorio para adecuarse a estos complejos escenarios.

En este punto, parece adecuado recordar que los objetivos básicos de los estudios de laboratorio, en ingeniería de reservorio, están destinados a determinar cuánto hidrocarburo hay en la acumulación y qué fracción del mismo se puede recuperar por las vías posibles de explotación.

En otras palabras, lo que se busca cuantificar es el “Hidrocarburo Original *in Situ*”, que en el caso de escenarios *shale oil* identificamos como POIS, y los parámetros que permitan estimar su velocidad de producción y su recuperación final en base a las operaciones de campo posibles.

Como se verá, a diferencia de los estudios convencionales, los que aquí se proponen, no incorporan tareas de modelado de laboratorio, sino mediciones directas de las propiedades y condiciones imperantes en el subsuelo.

Mediciones destinadas a determinar el POIS

Como ya se mencionó, las mediciones convencionales están dirigidas a determinar la porosidad de la roca y su contenido de agua, para calcular (por diferencia) cuál es la máxima capacidad de acumulación de hidrocarburos posible en un nivel determinado. El estudio se completa con curvas de presión capilar destinadas a modelar la distribución de agua para cada nivel de referencia.

En el presente caso, se propone una medición directa del hidrocarburo “extraíble”. El entrecomillado de la palabra “extraíble” hace referencia a que se propone fijar un estándar de trabajo para definir el POIS no como valor absoluto sino en base a una metodología de trabajo.

Para ello, se eligen dos condiciones que permiten obtener lo que puede identificarse como el máximo valor de POIS: extracción con solventes miscibles y generación de un máximo de superficie de contacto que garantice el mejor contactado posible entre el solvente y el hidrocarburo original.

Básicamente, se trata de medir directamente el contenido de hidrocarburos libres por unidad de volumen de roca para después transformarlo en POIS con una adecuada estimación del Bo del fluido de reservorio.

Una vez seleccionadas las muestras a caracterizar, y habiendo descartado los extremos del material expuesto

a los fluidos de perforación y al ambiente, las mediciones pueden resumirse en la siguiente secuencia:

- Fragmentado mecánico de cada muestra, en trozos de diferente tamaño, para los estudios posteriores.
- Medición de porosidad y permeabilidad sobre la roca fragmentada por el método de *Pressure Decay*. La permeabilidad se emplearía solo como dato descriptivo, pero la porosidad se espera que represente el espacio libre generado por la pérdida de componentes livianos del petróleo. En función de la experiencia con estas rocas, en esta etapa se puede asumir que el agua connata es inmóvil y que durante la extracción de las muestras hasta la superficie solo se puede haber perdido el gas disuelto y una parte del petróleo por efecto del “gas-drive” interno. El espacio libre se empleará junto con el contenido de hidrocarburos solubles (corregido por el Bo y la compresibilidad poral estimados para el nivel a caracterizar) y el contenido de agua y sales para determinar el equivalente a la “porosidad” total de cada muestra por el método de “sumación de fluidos”.
- Extracción exhaustiva de hidrocarburos con Diclorometano (Cl_2CH_2) por molienda a malla 200 en tubo cerrado. Esta metodología permite cuantificar cromatográficamente los componentes del líquido extraído. Adicionalmente, este dato es de utilidad para diferenciar el tipo de hidrocarburos retenido en cada nivel a caracterizar.

Esta metodología para cuantificar el POIS es exhaustiva (caracteriza todo el hidrocarburo potencialmente “libre” en cada nivel a caracterizar) y, al igual que el POIS definido en forma convencional en base a la porosidad y la Sw, representa un límite máximo para el contenido de hidrocarburos producible, o no, por métodos de desplazamiento miscible o inmisible.

Mediciones destinadas a determinar el petróleo extraíble por imbibición

En este caso, la técnica propuesta apunta a determinar no solo cuál es la fracción de petróleo extraíble por este mecanismo, sino la manera más efectiva de lograrlo. Desde este punto de vista, se trata de un estudio destinado a caracterizar no solo las variables del reservorio, sino a identificar también las herramientas de apoyo a la producción.

Los estudios a realizar sobre cada muestra son:

- Ensayo de imbibición, con agua de diferentes formulaciones. En esta etapa deben usarse diferentes combinaciones de agua de formación y/o agua dulce, ajustadas a diferentes valores de pH y con tensioactivos u otros aditivos que favorezcan el proceso de imbibición, incluyendo posibles cambios en la mojabilidad de la roca. Los ensayos deben hacerse en tubo cerrado y a temperatura de reservorio, con agitación periódica, durante períodos prolongados.
- Cuantificación del petróleo producido por imbibición y caracterización cromatográfica de detalle.

Para favorecer la cuantificación del proceso de imbibición, se puede resaturar el VP con un solvente liviano. Esta etapa garantizaría que el volumen de petróleo disponible

sea equivalente al de reservorio, pero puede alterar (no necesariamente) la interpretación destinada a diferenciar el petróleo retenido en la matriz mineral, de aquel retenido en la matriz orgánica. En todo caso, una vez identificadas las mejores condiciones para la imbibición, se pueden hacer estudios comparativos entre roca nativa y roca resaturada.

Este ensayo reemplazaría, conceptualmente, al de permeabilidades relativas que se realiza en los escenarios convencionales.

Mediciones de campo y escalamiento

Como ya se mencionó, los estudios de laboratorio no pueden determinar, por sí solos, la capacidad de producción en estos escenarios, dado que la verdadera geometría de flujo (en especial la superficie disponible para la producción) y la influencia de las presiones capilares solo pueden medirse correctamente en las condiciones generadas por las fracturas hidráulicas.

Aunque, en principio las fuerzas capilares pueden estimarse en el laboratorio, la doble mojabilidad del sistema conduce a que la mojabilidad de las zonas alcanzadas por las fracturas conserve la misma incertidumbre que el propio alcance de esta.

De esta forma, una vez determinadas las aditivos y formulaciones más favorables en el laboratorio, la verdadera puesta a punto y evaluación de la velocidad de los fenómenos capilares solo puede medirse en el pozo.

En esta etapa es necesario hacer un esfuerzo, mediante el empleo de trazadores naturales, o inyectados junto con el agua, para diferenciar el aporte de los diferentes niveles productivos.

Lo anterior significa que el modelo real de producción, el impacto de los fenómenos capilares en el mismo y la cantidad y duración de los posibles ciclos de inyección de agua, solo pueden cuantificarse mediante parámetros a medir en los fluidos de producción.

Por otra parte, los modelos de cálculo deberán incorporar los mecanismos de imbibición (intercambio de fluidos por efectos capilares) y no curvas de permeabilidad relativa para los cálculos de recuperación de hidrocarburos.

Conclusiones

Los desarrollos presentados muestran algunas de las numerosas indicaciones que sugieren que el fenómeno de imbibición de agua es potencialmente adecuado para incrementar la productividad y la recuperación final de petróleo en reservorios del tipo *shale oil*.

Debido a la complejidad de estos escenarios, se propone desechar la cuantificación de algunas variables típicas de la ingeniería de reservorios convencionales, y destinar los ensayos de laboratorio a medir directamente la cantidad de hidrocarburos retenidos en estas estructuras y planificar mediciones que impacten directamente en el diseño de la asistencia a la producción. Para esto último, se intentan aprovechar las significativas fuerzas capilares que se desarrollan en estas acumulaciones.

El trabajo presentado debe tomarse básicamente como conceptual dado que, aunque las hipótesis desarrolladas se basan en principios físicos bien determinados, es ne-

cesario realizar muchas experiencias y mediciones, tanto de laboratorio como de campo, para transformar las herramientas aquí presentadas en evaluaciones de rutina. Por el momento, el modelo analizado se basa principalmente en estudios documentados en la literatura especializada y en indicaciones de campo muy significativas, entre las que se cuenta la elevada retención de agua de fractura, sin daños aparentes, durante las etapas de limpieza y producción de estos pozos. ■

Referencias citadas

- Bennion D. B., F. B. Thomas, B. Imer y T. Ma, 2000. *Low Permeability Gas Reservoirs and Formation Damage - Tricks and Traps*. SPE 59753, presentado en el 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canadá.
- Bennion D. B., F.B. Thomas, B.E. Schulmeister y J. Rushing, 2002, *Laboratory and Field Validation of the Mechanism of Establishment of Very Low Initial Water Saturations in Ultra-Low Permeability Porous Media*. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá.
- Crotti M. A., 2004, *Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos*, Ed Sigma.
- Crotti M. A., 2007, *Water Saturation in tight Gas Reservoirs*, SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference realizada en Buenos Aires, Argentina.
- Crotti M. A., J. Bardelli, D. Masiero y G. Fondevila, 2010, *Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas*, Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Salta, Argentina.
- Crotti M. A., D. M. A. Masiero y M. A. Cabrera, 2011, *Reservorios tight. Calibración de perfiles eléctricos y estimación de la salinidad del agua mediante medición directa sobre coronas no-preserveda*. Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas (IAPG), Neuquén Argentina.
- Fakcharoenphol P., S. Charoenwongsa y H. Kazemi, 2012. *The Effect of Water Induced Stress to Enhance Hydrocarbon Recovery in Shale Reservoirs*. Paper SPE 158053, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.
- Hunt J. M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, W.H. Freeman & Co Ltd; 2nd Revised edition.
- Morsy S., J.J. Sheng, A. Gomaa y Soliman M.Y., 2013, *Potential of Improved Waterflooding in Acid-Hydraulically-Fractured Shale Formations*. SPE 166403, ATCE, New Orleans, Louisiana, USA.
- Nelson P. H., 2009, *Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales*. AAPG Bulletin, v. 93, no. 3, p. 329-340
- Onyenwere E., 2012, *Experimental Study of Mechanisms of Improving Oil Recovery in Shale*, A Thesis In Petroleum Engineering.
- Wang D., R. Butler, H. Liu y Ahmed S., 2010, *Flow Rate Behavior in Shale Rock*. Paper, SPE 138521, presentado en la North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA.
- Wang D., 2014, *Mixing Oil and Water May Keep Bakken Wells Flowing*, Bakken Oil Business Journal.