



No Convencionales

- Es adecuada la física actual? Darcy? Knudsen? Fick?
- Los modelos actuales nos permiten el input real de campo?
- Nos dan las respuestas que necesitamos para mejorar el EUR?



Recuperación mejorada en escenarios de *shale oil*

Por **Marcelo Crotti**, **Inés Labayén** y **Fernando Tuero**

Las herramientas para la toma de decisiones en Ingeniería de Reservorios se halla en etapa de desarrollo pese a los avances ciertos en materia de recursos no convencionales. Sin embargo, la tendencia es generar mejores herramientas de análisis con mayor cantidad de variables que permitan un análisis exhaustivo en este tipo de reservorios.

A pesar del gran avance en la exploración, la caracterización, y la explotación de recursos no convencionales, en particular, la de los denominados de arcillas compactas o *shales*, las herramientas de Ingeniería de reservorios aún están en una etapa temprana de desarrollo, aplicabilidad y representatividad.

En estos últimos años, en general, se observa un gran esfuerzo para construir mejores herramientas de análisis que permitan incorporar los fenómenos físicos (difusión, adsorción, efectos geomecánicos, etcétera) y, en particular, una apreciación unívoca respecto de la importancia que cobran los fenómenos capilares y de imbibición en estos reservorios de baja permeabilidad (Takahashi, 2009; Wang, 2013; Kazemi, 2015).

Componentes del *shale*

Existe una extensa referencia a la literatura técnica sobre la caracterización de los reservorios *shales*; sin embargo, en este caso en particular, nos enfocaremos en los elementos salientes necesarios para describir los fenómenos que se desean analizar.

Haciendo una abstracción respecto de los fenómenos que dominan el flujo en este tipo de reservorios podemos simplificar lo que denominamos “Reservorio *shale*” en cuatro componentes principales (Wang y Reed, 2009):

- **Matriz orgánica:** conformada por un sistema poral disperso. En general, hay cierta evidencia y un consenso en la industria que sostiene que es la zona que contiene los poros de mayor diámetro (macro y micro poros) correspondiente al kerógeno. Se asume que será mojable por petróleo y que representa un porcentaje menor de la porosidad total del sistema.
- **Matriz inorgánica:** formada por una compleja red poral de diámetros variables (micro y nano poros) que contiene el mayor volumen poral y, eventualmente, con una importante saturación de hidrocarburos, producto de la generación y micro migración. Una hipótesis importante es que será mojable al agua, por ende, sus presiones capilares serían de magnitud considerable respecto de otras fuerzas actuantes. En conjunto con la matriz orgánica, conforman lo que se denomina “matriz”, con gran capacidad de almacenamiento, gran variabilidad de diámetros porales, baja productividad y doble mojabilidad.
- **Sistema de fracturas/fisuras naturales:** conforman una porción poco significativa del volumen poral total (Johri, 2013) pero representan una red de alta permeabilidad que interconectan la matriz con la fractura hidráulica de la estimulación.
- **Fractura hidráulica:** esta red de fracturas, generadas durante el tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, es la responsable de construir un vehículo de interconexión de las fracturas/fisuras naturales con el pozo. Solo la matriz cercana o en contacto directo con esta fractura constituye el reservorio propiamente dicho.

Imbibición, motor del fenómeno

En la vida cotidiana, es muy común encontrarse con procesos de imbibición espontánea de un fluido en un me-

dio poroso (por ejemplo, una servilleta de papel secando una bebida derramada). Adicionalmente, la investigación de estos fenómenos son de gran relevancia, ya que encuentran importantes aplicaciones prácticas en diferentes industrias, como la producción de petróleo y gas, secuestro de CO₂, industria textil de alta competición, tratamiento de suelos, etcétera (Mason y Morrow, 2013).

Conceptualmente, la imbibición es un proceso motivado por fuerzas interfaciales, entre fluidos inmiscibles ocupando un mismo medio poroso y resistido por fuerzas viscosas. La interacción de estos factores marca el ritmo resultante y la intensidad del proceso de imbibición. El medio poroso, con su geometría interna compleja, puede transportar en su interior dos o más fluidos, los cuales incluso pueden movilizarse en direcciones opuestas al mismo tiempo (imbibición en contracorriente, figura 1).

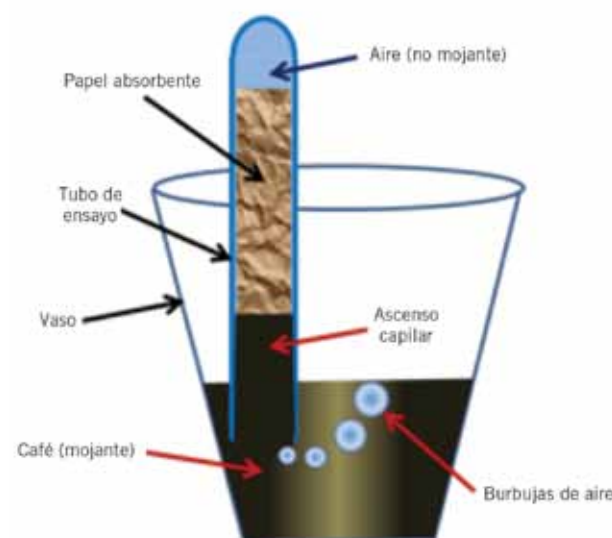


Figura 1. Experimento simple de imbibición en contracorriente. El café (fase mojante) “trepa” por el papel absorbente (medio poroso) desplazando el aire (fase no mojante) de sus poros. Cuando la presión dentro del tubo de ensayo es suficiente, el aire percola por el papel, burbujeando por la parte inferior del tubo de ensayo.

Hechos “anecdóticos”

Por un lado, la estimación de reservas y recursos se basan en gran medida en métodos empíricos (análisis declinatorio) y requieren una importante cantidad de estadística e información histórica para su validación (Lee, 2011).

Por otro lado, los perfiles de producción esperables tienen una firma característica con altas producciones iniciales y marcadas declinaciones, y la recuperación final de estos proyectos está basada casi únicamente en producción primaria (depletación) con muy pocas indicaciones de incluir procesos de recuperación mejorada como práctica habitual.

De hecho, el estado del conocimiento está tan lejos de ser maduro, que muchas veces se tienden a catalogar de “hechos anecdóticos” algunos resultados significativos en vez de tener una explicación concreta y vinculada con los fenómenos físicos subyacentes (Crotti, 2014).

Muchos operadores han informado a lo largo de los últimos años, y en forma repetida en algunos yacimientos no convencionales, varias de las siguientes “anomalías”:

- Bajas recuperaciones del agua utilizada durante el tratamiento de estimulación (*flowback*). Es frecuente recuperar entre el 20% y el 50% durante la etapa de *flowback* (King, 2010).
- Producciones tempranas de petróleo (a veces, en pocas horas) aun cuando no se ha recuperado un porcentaje sustancial del tratamiento de estimulación (Wang y Leung, 2015).
- Arcillas con baja saturación de agua, para las cuales se acuñan términos como “deshidratadas”, “sub-irreducibles” o “sedientas” (Bertoncello, 2014).
- Productividades correlacionadas positivamente con la cantidad de agua de *flowback* retenida y la necesidad de incluir una presión mayor en el ajuste histórico (Herrero y Maschio, 2014).
- Rápida salinización del agua del tratamiento (originalmente dulce) (Laughland, 2014).

Este conjunto de características se podría resumir diciendo que en función de datos de laboratorio y de numerosos hechos documentados como anomalías en la producción, la baja saturación de agua en el medio poroso, junto con la retención del agua de estimulación, parecen combinarse para favorecer la producción de estos pozos. De hecho, muchos operadores informan resultados similares al de Wickstrom (2013): “Predominan también bajos niveles de saturación de agua (5-20%) y los procesos ‘mojones’ posteriores parecen funcionar muy bien”.

Si esto se interpreta como asociado a fenómenos capilares, parece posible aumentar los factores de recuperación fomentando específicamente los procesos de imbibición mediante operaciones de inyección cíclica de agua en escenarios *shale oil*.

Modelo físico (de laboratorio)

En una primera aproximación, para evaluar de manera cualitativa el fenómeno de imbibición en contracorriente, se construyó un modelo “físico” en laboratorio mediante una celda visual rellena con dos medios porosos de esferas de vidrio de diferentes tamaños (buscando emular una fractura de alta permeabilidad y una matriz de menor permeabilidad). El único punto de entrada y salida es un “pozo” ubicado en el ángulo inferior izquierdo de la misma (Figura 2). Inicialmente, se saturó el conjunto (fractura y matriz) con agua al 100% y se desplazó hasta agua irreducible (S_{wi}) con una fase de hidrocarburos (color rojo) intentando reproducir el estado de explotación en el cual podría encontrarse un pozo produciendo solo petróleo seco. Una vez logrado el estado inicial, se incorporó agua dulce en el recipiente en contacto con el pozo y se observó cómo el agua llegaba a inundar la matriz de menor permeabilidad y era “arrastrada” mientras desplaza al petróleo en contracorriente. En este proceso la “matriz” incorpora el agua que aporta la “fractura” mientras que el petróleo es expulsado hacia la propia fractura y, a través de ella, hacia el depósito originalmente lleno al 100% con agua (destacado en la Figura 2 con una flecha amarilla).

Si bien esta prueba no es cuantitativa y carece de escalabilidad, brinda una comprobación y fácil visualización del fenómeno de imbibición y de la distribución espontánea de fluidos en medios altamente heterogéneos.

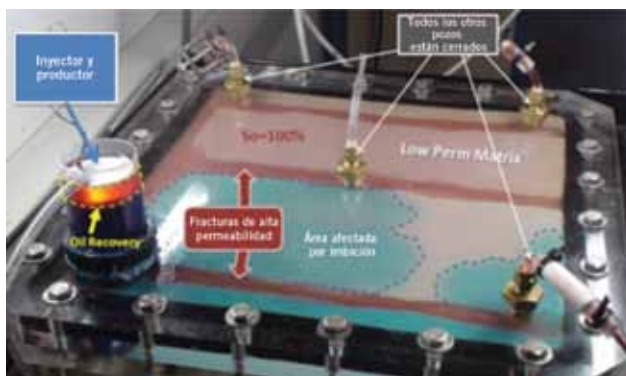


Figura 2. Celda visual con relleno de medio poroso con alto contraste de permeabilidad, intentando reproducir una matriz (baja perm) y una configuración simple de una fractura (alta perm). En el estado inicial se encuentra en S_{wi} y saturado en fase hidrocarburo (color rojo). Puede observarse como el agua del recipiente en el único pozo abierto es “arrastrada” por imbibición y desplaza al petróleo intercambiándolo por agua, observándose un sobrenadante de fase oleosa al fin del experimento. Referencia: So = Saturación de petróleo.

Modelo numérico

Objetivos

Ya que no existen ejemplos reales documentados de una metodología de explotación por ciclos de inyección de agua en reservorios no convencionales, resulta de interés utilizar un modelo numérico 3D para:

- cuantificar los beneficios esperables,
- optimizar los parámetros de diseño para casos que reflejen configuraciones reales de pozos y características propias de Vaca Muerta.

El panorama actual

El modelado numérico de este tipo de reservorios ha evolucionado rápidamente en los últimos años como consecuencia del constante incremento de información disponible de pozos, historia de producción y presiones, mayor conocimiento del subsuelo y un claro esfuerzo respecto de la adquisición de datos (imágenes, microsísmica, núcleos corona, etcétera).

A pesar de ello, aún no existe un consenso claro respecto de las mejores prácticas para simular estos complejos reservorios.

Por un lado, se utilizan métodos analíticos simples del tipo Curvas declinatorias o “RTA” ajustando datos históricos de producción y presión y resolviendo al sistema “Reservorio + Red de fracturas” y ajustando geometrías equivalentes a patrones regulares de fracturas y áreas de influencias, deduciendo lo que se conoce como SRV (*Stimulated Reservoir Volume*). Este acercamiento, si bien es bastante criticado por su simplicidad y carecer de utilidad a la hora de optimizar los parámetros de estimulación hidráulica, es utilizado para la estimación de reservas y la optimización de espaciamientos entre pozos.

Por otro lado, también se dispone de modelos numéricos en los cuales se modela mediante grillas 3D, de manera explícita, la red de fracturas (naturales e inducidas artificialmente por el tratamiento hidráulico). Dentro de esta categoría, algunos autores siguen abogando por lo “con-

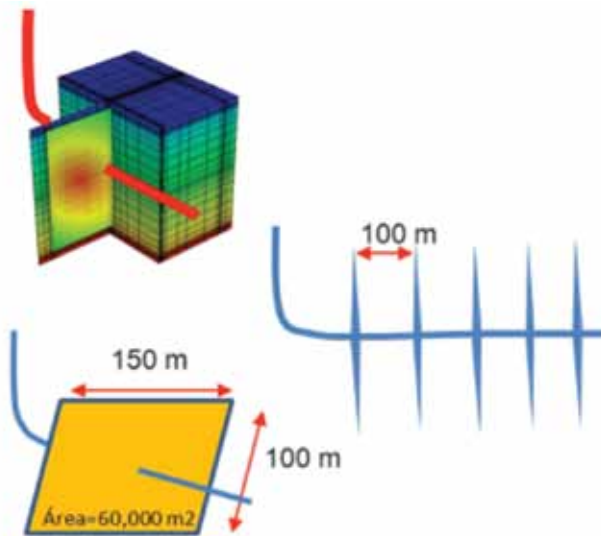


Figura 3. Configuración de grilla y modelado conceptual de fracturas.

ceptual”, es decir, geometrías simples y propiedades homogéneas mientras otros han logrado avanzar más allá e incluir una representación explícita de las heterogeneidades de la matriz, la red de fracturas naturales preexistentes o DFN (*Discrete Fracture Network*), la geomecánica y la interacción de todo lo anterior con el tratamiento de estimulación hidráulica. Este acercamiento permite una mayor comprensión de los fenómenos y sus interacciones aunque también presenta sus simplificaciones (por ejemplo, el tamaño de grillado a la hora de representar las fisuras y las fracturas, el tipo de ecuaciones de flujo que resuelve, la falta de datos respecto de curvas de permeabilidad relativa y las presiones capilares, entre otras). Como conclusión, y al igual que en los casos de reservorios convencionales, no hay una receta única para el modelado numérico y el problema deberá encararse de acuerdo con el objetivo que se busque, la precisión y la suficiencia de los datos de entrada y la capacidad y los recursos con los que se cuente.

El gran desafío de la simulación, además de representar el reservorio+fractura+pozo, será incluir todos los procesos involucrados y ajustar razonablemente las respuestas de producción y presiones históricas. Esto incluye (i) representar desde el estado de presiones, stress y saturación inicial hasta la distribución espacial de la DFN y sus propiedades, (ii) el tratamiento de estimulación, (iii) el período de *flowback* y (iv) la producción con sus eventuales cierres, aperturas y cambios en las condiciones de operación.

Si bien existen varios intentos documentados en escenarios *shale oil*, tanto de herramientas comerciales como de nuevos desarrollos de simuladores, para lograr la mejor representación y el ajuste, son muy pocos los que incluyen el ajuste en la misma corrida de todo el proceso (o al menos no se encuentran claramente documentados).

Metodología

Debido a la falta de modelos específicos desarrollados, en este trabajo se empleó una herramienta de modelado convencional a la que se le incorporaron parámetros adecuados para contemplar las siguientes características no convencionales:

- Fracturas de volumen y capacidad de flujo variable, compatibles con los volúmenes de agua y agente sostenidos
- Geometrías de flujo lineal hacia las grandes áreas de contacto generadas durante las etapas de fractura.
- Consideración especial del impacto de las fuerzas capilares mediante curvas de imbibición y drenaje (varios miles de psi).
- Curvas de permeabilidad relativa de drenaje e imbibición adecuadas.

De este modo, se optó por un modelo numérico 3D con grillado logarítmico, dos regiones (fractura y fractura) homogéneas e isotropas, una geometría de fractura planar simple, flujo bifásico (por encima del punto de burbuja), áreas equivalentes de fractura ajustadas con el análisis RTA en flujo lineal, dos sets de curvas de modificadores de compresibilidad y transmisibilidad en función de la presión de confinamiento, incorporación de histéresis y dos sets de funciones de saturación y presiones capilares para cada región (matriz y fracturas).

Construcción del Modelo 3D

Se construyó un modelo de pozo y sus inmediaciones en un simulador numérico 3D, *black oil*, explícito (originalmente en Exodus 3D® y luego fue replicado en IMEX® de CMG).

Se buscó utilizar datos de entrada representativos respecto de las propiedades de Vaca Muerta (Fernández Badesich, 2014).

A continuación se enumeran las más relevantes:

Grillado 3D

- Cartesiano tipo “Tartan” (Figura 3)
- DX, DY, DZ refinamiento logarítmico
- Porosidad simple, permeabilidad simple
- Dos regiones (estructuras y matriz)
- Histéresis (drenaje e imbibición)

Pozo

- Horizontal de 500 m de rama lateral
- Profundidad TVD de 2.300 m

Fracturas

- Planares, ortogonales al pozo
- Cinco etapas (1 plano por etapa)
- Espaciamiento de 100 m
- Dimensiones (alto = intervalo de ht de 100 m, ancho = Xf de 150 m y espesor = Wd=0,024 m)
- Área de 60.000 m²/etapa (ajustado con análisis de flujo lineal del RTA)
- Perm (x=y=z) de 2.000 mD y PHIE = 25%

Matriz:

- Perms (x=y=z) de 500 nD original y 200 nD luego (necesaria para el ajuste)
- Porosidad efectiva (PHIE) de 6,5%

Fluidos y roca

- Black oil (Rs= 150 m³/m³ y API= 45°)
- Pi= 8.000 psi, Pb= 3.300 psi, Ti = 100 C°
- Boi= 1,45, Bwi= 1
- Muo= 0,55 cP, Muw= 0,4 cP

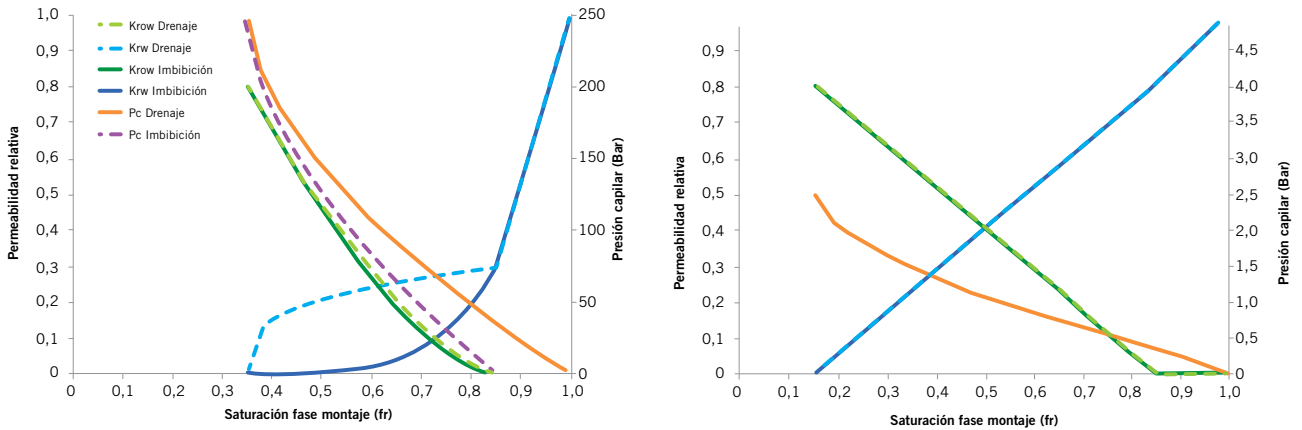


Figura 4. Funciones de saturación adoptadas (drenaje en líneas llenas e imbibición en líneas de puntos).

- Funciones de saturación (Figura 4)
- Compresibilidad y transmisibilidad variable con presión de confinamiento
- *Tratamiento, flowback y producción*
- Vol. Iny. Total = 2.500 m³/etapa y 30 Msack/etapa
- 6 h tratamiento y 5 días de cierre
- Porcentaje de retención de fluido de aproximadamente 70% del inyectado
- Período simulado: 200 días

Ajuste histórico

Se cargaron los datos históricos de presiones en boca (WHP) y mediante una correlación de flujo vertical se estimó la presión de fondo resultante (BHP). Adicionalmente, se cargó tanto la inyección y presión del tratamiento de estimulación como la producción de petróleo y agua incluido el período de *flowback* (Figura 5).

Puede observarse como rápidamente la producción de agua cae y el pozo produce “seco” a pesar de solo haber recuperado en ese momento un bajo porcentaje del fluido inyectado durante la terminación (alrededor del 20% del total, en línea con datos típicos encontrados en la literatura respecto de los *shale plays* de América del Norte (King, 2010).

El ajuste se logró modificando levemente las tablas de compresibilidad variable, manteniendo las funciones de saturación originalmente incluidas y reduciendo la permeabilidad de matriz de 500 nD originalmente planteada a 200 nD.

Nota aclaratoria: el hecho de realizar el ejercicio de ajuste no implica que los autores consideren que han podido representar la “realidad”. Cabe aclarar que este ejercicio no solo es una versión de ajuste entre muchas posibles, sino que también proviene de un modelo altamente simplificado, por lo que aún contiene un alto grado de incertidumbre. No obstante, consideramos que hay un punto que sí

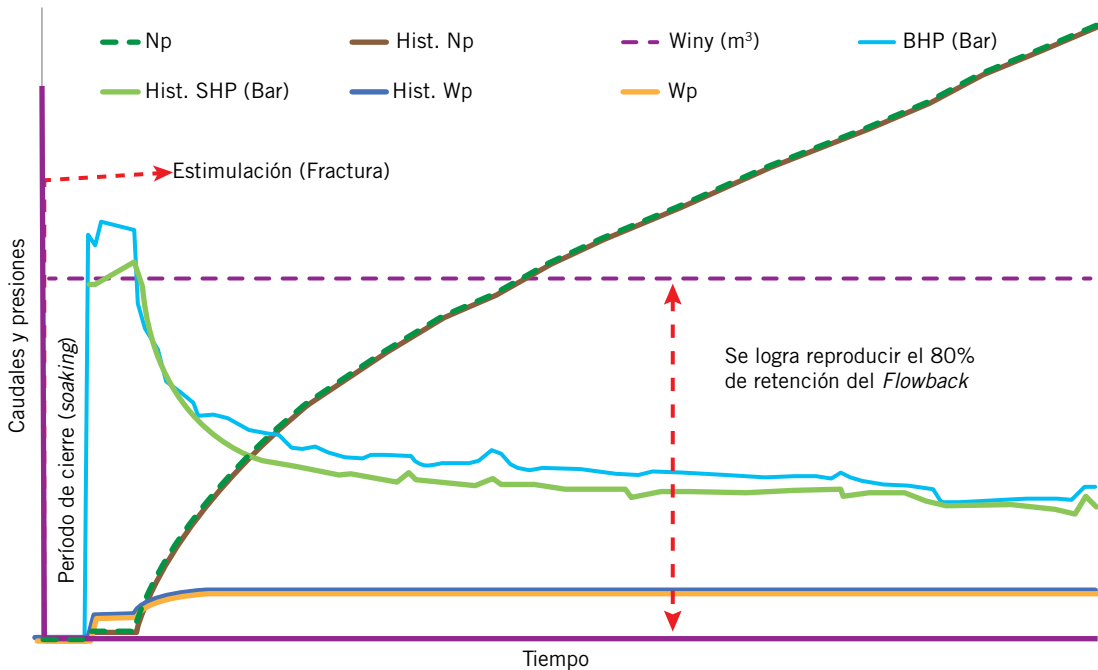


Figura 5. Historia de producción, presiones y ajuste histórico. Nótese que se reproduce tanto el tratamiento de estimulación como la producción de petróleo, presiones y la merma en producción de agua. (Hist=Histórico, Np=Acumulada petróleo, Wp=Acumulada de agua, Winy=Acumulada de inyección, BHP=Presión de fondo).

vale la pena rescatar: el hecho de que si no se incorporan efectos capilares importantes, (de al menos 2000 psi) como una de las principales fuerzas intervinientes, resulta casi imposible reproducir las tempranas producciones de petróleo y la retención de agua de *flowback*. Lo anterior implica una pauta importante a la hora de evaluar el ajuste y su utilidad como un indicador, al menos cualitativo, de la representatividad de los órdenes de magnitud de los parámetros resultantes y de la importancia de considerar estas fuerzas en cualquier análisis de simulación.

Caso base

Con el fin de tener un punto de referencia para comparar los resultados obtenidos y dimensionar el posible "premio" (recuperación incremental de petróleo) se construyó el Caso base. El mismo considera la continuación de las condiciones de operación del último dato de historia controlado por caudal y luego por mínima BHP (presión de fondo igual a la presión de burbuja para evitar el flujo bifásico en fondo). El Caso base tiene una recuperación total a 10 años (EUR₁₀) aproximada de 25 km³ (veinticinco mil metros cúbicos).

Propuesta de mejora de recuperación

La propuesta actual es utilizar las fuerzas capilares como motor del intercambio de agua por petróleo en las inmediaciones de la red de fracturas, mediante la inyección de agua a presión. Para obtener lo expresado anteriormente, se propone la realización de ciclos alternados de inyección y producción (Figura 6) compuestos por tres etapas:

- (i) Inyección a presión (inferior a la de fractura)
- (ii) Cierre o "soaking"
- (iii) Producción

Análisis de sensibilidad

De acuerdo con lo que se puede observar en la figura 6, existen al menos cinco parámetros de diseño para los ciclos propuestos, de los cuales dependerá el resultado de la recuperación incremental. Estos son los siguientes:

- t_{inj} : Tiempo de inyección (o Volumen) de agua
- $t_{soaking}$: Tiempo de cierre
- t_{prod} : Tiempo (o Volumen) de producción luego del cierre hasta el próximo ciclo
- n : Número de ciclos

Si bien se sobreentiende que la selección de estos parámetros dependerá de las características del reservorio (heterogeneidades, volúmenes, permeabilidad, funciones de saturación, fluidos, condiciones de operación, etcétera) es interesante para el análisis, estimar rangos óptimos para cuantificar el incremento esperable en una situación similar a un posible desarrollo en la ventana de petróleo en Vaca Muerta.

Se realizaron diferentes corridas modificando los parámetros mencionados de manera lineal (uno a la vez) y se definieron los rangos óptimos comparándolos respecto del valor presente del incremento respecto del Caso base (DEUR descontado al 10% anual). En la figura 7 se muestra a modo

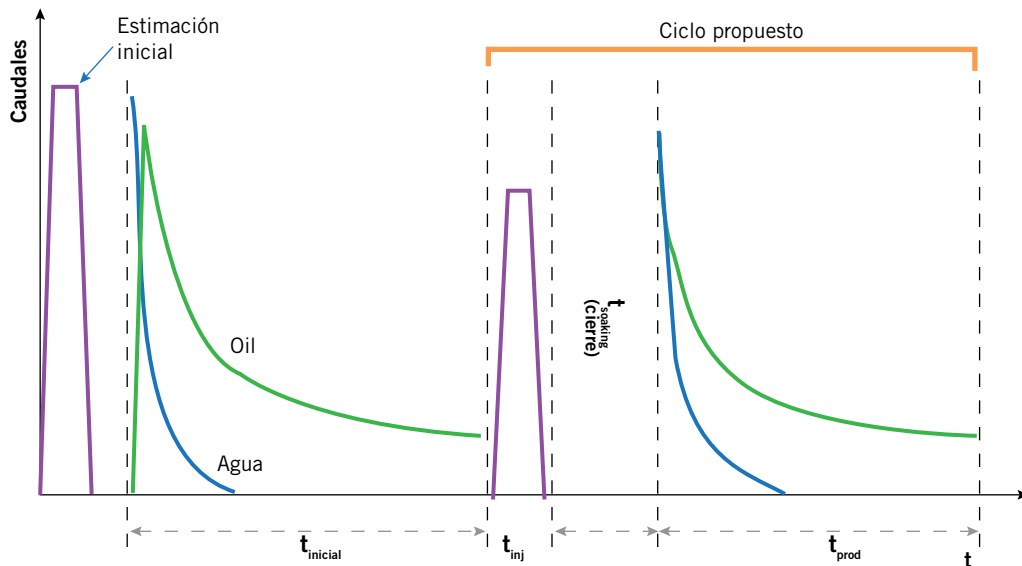


Figura 6. Esquema de tratamiento original y ciclos propuestos (verde indica caudales de petróleo; azul, de agua producida y magenta, de agua inyectada. La "Estimulación inicial" representa la terminación del pozo por fractura hidráulica con propano).

de ejemplo el resultado del análisis para el $t_{soaking}$, mientras que los resultados del resto se resumen en la tabla 1.

Parámetro	t_{inj} (días)	$t_{soaking}$ (días)	t_p (días)	n (ciclos)
Rango	0,5-2	25-30	100-160	12-17
Valor adoptado	1	30	150	15

Tabla 1. Resultados del análisis de sensibilidad.

Para la evaluación del número de ciclos óptimo se observó que para un rango amplio de n , el incremento de recuperación crecía pero cada ciclo sufría una cierta "degradación", es decir, para un mismo t_{inj} y $t_{soaking}$, el DEUR era cada vez menor (curva azul en Figura 8). Por lo anterior, se asumió un costo de intervención determinado y se calculó el Valor presente (NPV₁₀) del incremento, observándose un rango óptimo alrededor de 15 ciclos (curva verde en la Figura 8).

Claramente, la relación entre estos parámetros no es lineal y la selección de uno afectará el comportamiento del resto. No obstante, en esta primera instancia, se estima que una aproximación lineal es razonable para cuantificar el incremento y juzgar su importancia como método de recuperación mejorada.

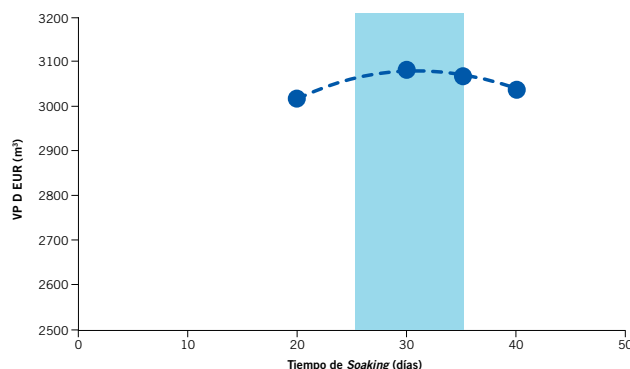


Figura 7. Análisis de sensibilidad del $t_{soaking}$ (tiempo de cierre).

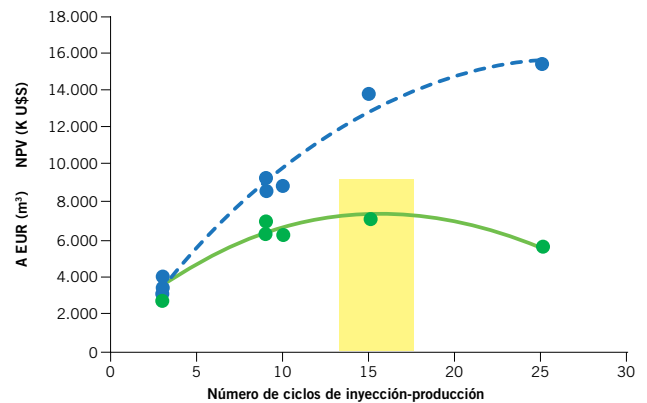


Figura 8. Análisis de sensibilidad del n (número de ciclos).

Resultados

De acuerdo con los resultados del análisis de sensibilidad se corrió un caso con los valores centrales de los rangos óptimos y se comparó con el Caso base.

En la figura 9, se observan las curvas de caudales de producción y acumuladas de petróleo, para ambos casos, en verde el Caso base y en rojo punteado el Caso optimizado. Los sucesivos incrementos obtenidos por intercambio resultan no solo en una aceleración, sino también en una incorporación de recursos incrementales de más del 40% del EUR del Caso base.

Lo anterior implica un potencial importante, ya que permitiría mejorar tanto el perfil de producción como la recuperación final de este tipo de recursos que muchas veces tienen rentabilidades marginales, debido a las bajas recuperaciones y las altas inversiones involucradas, transformando recursos en reservas.

Existen además ciertas ventajas adicionales asociadas a la aplicación de esta tecnología, que si bien no se cuantificaron en este análisis preliminar, vale la pena mencionar:

- El hecho de mantener presurizado el entorno hace que se produzca el pozo en régimen monofásico (por encima de P_b).

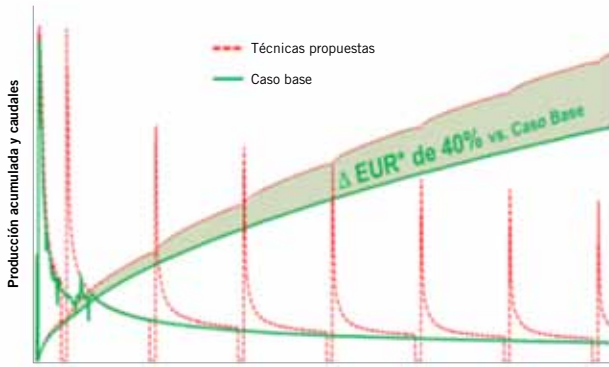


Figura 9. Resultados de corrida optimizada.

- La inyección de un fluido abre la posibilidad de dosificación de posibles tratamientos para mitigar la corrosión y la depositación de parafinas, un desafío importante en Vaca Muerta (Martínez, 2015).
- La cualidad “bidimensional” de estos reservorios permitirían acceder a la totalidad de los mismos de manera casi inmediata a través de la red de fracturas de alta conductividad para tratamientos de estimulación química (acidificación, tensioactivos, etcétera).

Conclusiones

Se propone una técnica de recuperación mejorada de petróleo en escenarios *shale oil*, basada en la inyección de pulsos de agua, que podría mejorar el perfil de producción, lograr incrementos importantes en la recuperación final de petróleo y mejorar las condiciones de operación de los pozos en escenarios *shale oil*.

Para sustanciar esta afirmación, se construyó un modelo físico (cualitativo) en laboratorio para comprobar el fenómeno y se construyó y ajustó un modelo de pozo mediante un simulador numérico 3D conceptual black oil con la incorporación de los fenómenos capilares, histéresis y cuyos rangos de propiedades son similares a las encontradas en Vaca Muerta.

Se simuló los procesos propuestos para distintos parámetros de diseño y se realizó un análisis de sensibilidad para optimizar el tratamiento.

La implementación de la técnica propuesta bajo los supuestos obtenidos luego de la optimización, permite cuantificar incrementales de petróleo de más del 40% respecto del Caso base (definido como la continuación de operaciones sin el tratamiento propuesto).

Adicionalmente, la aplicación de esta técnica permitiría, en cada ciclo de inyección, acceder al sistema pozo + reservorio de manera casi inmediata a través de su red de fracturas y mejorar problemáticas operativas actuales, como la depositación de parafinas, la corrosión y/o pérdidas de productividad por caídas en la presión y las posibilidades de estimulación química durante los ciclos de inyección.

Agradecimientos

Los autores agradecen especialmente a las compañías Shell Capsa, Pan American Energy, Pluspetrol Argentina y Chevron Argentina por la posibilidad de intercambiar opiniones, incorporar y enriquecer la discusión y analizar resultados en conjunto durante el desarrollo de las tareas que permitieron alcanzar los resultados que se presentan en este trabajo. Adicionalmente agradecemos al Ing. Juan Di Nucci por su valiosa colaboración en la etapa de Simulación y Ajuste histórico. No obstante, las opiniones y conceptos incluidos en este trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores. ■

Referencias

- "Enhanced Oil Recovery from the Bakken Shale Using Surfactant Imbibition Coupled with Gravity Drainage", Wang D., RPSEA. Presentation held at the Onshore Production Conference: Technological Keys to Enhance Production Operations, October 17, 2013, Long Beach, California.
- Capillary Pressure Measurement using Reservoir Fluids in a Middle Bakken Core", Karimi S., Kazemi H., Colorado School of Mines, SPE-174065-MS.
- "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned", King G. E., 2010. Paper SPE 133456 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.
- "Numerical Investigation of Coupling Multiphase Flow and Geomechanical Effects on Water Loss During Hydraulic Fracturing Flow-Back Operation", Wang M. and Leung Y., University of Alberta, Paper 2154838 presented at the URTEC, San Antonio, 20-22 July 2015.
- Wang, F. P. y R. M. Reed, 2009, Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. Paper presented at the SPE ATCE, New Orleans, Louisiana. SPE-124253-MS.
- Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale formation Juan Francisco Martínez*, Juan I. Álvarez Claramunt, José L. Meriño, Anyelen L. Larsen; YPF S.A. Copyright 2015, Unconventional Resources Technology Conference (URTEC) DOI 10.15530/urtec-2015-2154000 This paper was prepared for presentation at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 20-22 July 2015.
- Integrated Dynamic Flow Analysis To Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina: The Loma La Lata Case, Fernandez Badessich, Matias, YPF, Berrios, Carlos Vicente, Repsol YPF, SPE Conference Paper 156163-MS - 2012.
- Takahashi S., Water Imbibition, Electrical Surface Forces and Wettability of Low Permeability Fractured Porous Media, PhD Dissertation at Stanford University, September, 2009.
- Johri M., M. Zoback, The Evolution of Stimulated Reservoir Volume during Hydraulic Stimulation of Shale Gas Formations. Stanford University, CA-BP America, Houston Tx. SPE paper URTEC 1575434 presented at Denver, Colorado, August 12-14, 2013.
- "Developments in Spontaneous Imbibition and Possibilities for Future Work", Geoffrey Mason, Norman R. Morrow, University of Wyoming, USA, Journal of Petroleum Science and Engineering, August 2013.
- Lee J., "Estimating Reserves in Unconventional Gas Reservoirs", Texas A&M / University of Houston, presentado en el Workshop de *Tight y Shale* Gas Development, realizado por IAPG y la SPE Argentina, del 6 al 7 de agosto de 2012.
- Inyección de Agua en Reservorios "shale oil" - El Impacto de los Fenómenos Capilares sobre la Producción, Marcelo Crotti, Inés Labayén, INLAB S.A. Presentado en la décima edición del CONEXPLO organizado por el IAPG en Mendoza, 11-12 de agosto de 2014.
- Numerical Investigation of Coupling Multiphase Flow and Geomechanical Effects on Water Loss During Hydraulic Fracturing Flow-Back Operation Mingyuan Wang and Juliana Y. Leung, University of Alberta Copyright 2015, URTEC: 2154838 presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 20-22, July 2015.
- Imbibition and Water Blockage in Unconventional Reservoirs: Well Management Implications During Flowback and Early Production. A. Bertinello, J. Wallace, M. Hornapour, Hess Corp, C. Blyton, University of Texas at Austin. SPE/EAGE paper 167698 presented at Viena, Austria, 25-27, February 2014.
- Production Analysis and Forecasting of Vaca Muerta Shale Wells in Argentina: Case History-Based. Herrero F., Maschio L., Pluspetrol. Paper URTEC 1965548 presented at URTEC in Denver, Colorado, 25-27, August 2014.
- Uncharted Waters: What Can We Learn From Waters Produced From Horizontal Wells in the Permian Basin? Matthew M. Laughland, David Nelson, Paul Wilson and Emily Eastridge, Pioneer Natural Resources USA, Inc. Irving, Tx. Paper URTEC 1926712 presented at Denver, Colorado, 25-27, August 2014.