

Recuperación Mejorada Por Inyección de Agua en Escenarios Shale Oil

Crotti M., Labayén I. [Inlab S.A.] y Tuero F. [VYP Consultores S.A.]
mcrotti@inlab.com.ar ftuero@vyp.com.ar

Abstract

In Shale plays, EUR relies almost exclusively on “primary” production with practically no account for Improved Oil Recovery (IOR) practices. However, many remarkable facts are sometimes considered as “anecdotic” or pointed out as outliers, rather than including them as part of a coherent explicative model. Both, included in the literature and commented by the operators, we have repeatedly found many cases reporting such “anomalous” facts such as: (i) Low water recoveries during flow back periods, (ii) Rapid salinization of flow back water, (iii) Higher productivities correlating with lower percent of flow back recoveries, (iv) Early oil production right after flowback starts, (v) Shales described as “thirsty” or “dehydrated” (meaning lower water saturation than expected due to its pore geometry) and (vi) the evidence of huge capillary pressures, developed and supported by well documented overpressures. After accepting these “anomalies” as an intimate part of the behavior of these non-conventional scenarios, we get many major consequences in the way we could develop and exploit them. Thus, we propose a new methodology that consists on a novel operative sequence to enhance oil production in multi stage frac Shale Oil scenarios.

The main mechanism involves countercurrent water imbibition processes, and consists of a cyclic scheme of (i) water injection, (ii) soaking and (iii) production periods that could be repeated until capillary effects fade out. This methodology, if proven successful, means a complete shift of the current exploitation practices, probably leading to a new paradigm in the way these unconventional resources could be developed and produced.

This proposal, if proved successful, should have a paramount impact in the appraisal and economics of these types of scenarios, not only improving recoveries with low cost operations to transform resources into reserves, but also leveraging operational issues such as paraffin deposition, pressure maintenance (single phase), potential massive acid treatments, etc.

The approach involves conceptual, theoretical and experimental stages. This paper describes the estate of the art reached by the authors in all of them.

Sinopsis

El EUR en reservorios “Shale” se obtiene casi exclusivamente a partir de la producción “primaria”, dado que prácticamente no se tiene en cuenta la posibilidad de recurrir a procesos de “Improved Oil Recovery” (IOR). Sin embargo, muchos hechos notables a veces se consideran como “anecdóticos” o se toman como “anomalías”, en lugar de incluirlos como parte de un modelo explicativo consistente. Tanto a partir de citas tomadas de publicaciones especializadas como en comentarios de diferentes operadores, se pueden identificar las principales “anomalías” como: (i) bajas recuperaciones de agua durante los períodos de “flowback”, (ii) rápida salinización del agua de “flowback”, (iii) correlación positiva entre productividades de pozo más altas y un menor porcentaje de recuperación de agua en el “flowback”, (iv) producción temprana de petróleo luego de la puesta en producción e incluso durante el período de limpieza del pozo, (v) arcillas descritas como “sedientas” o “deshidratadas” (indicando menor saturación de agua de lo esperado debido a los tamaños porales dominantes) y (vi) evidencia de elevadas presiones capilares, soportadas por bien documentadas sobrepresiones.

Después de aceptar estas “anomalías” como una parte inherente al comportamiento de estos escenarios no convencionales, se pueden derivar muchas consecuencias importantes en la manera de desarrollarlos y potenciar su explotación. Sobre esta base, los autores proponen una nueva metodología que implica una secuencia operativa novedosa para mejorar la producción de petróleo, a aplicar en estos escenarios, con posterioridad a la realización de fracturas hidráulicas masivas.

El mecanismo principal aprovecha los procesos de imbibición de agua a contracorriente, y consiste en un esquema cíclico de (i) inyección masiva de agua, (ii) reposo y (iii) períodos de producción. Estos ciclos se repetirían hasta que los efectos capilares dejaran de ser significativos. En caso de obtener pruebas exitosas esta metodología implicaría un cambio importante sobre las prácticas actuales de explotación, dando lugar, probablemente, a un nuevo paradigma en la forma en que se podrían desarrollar y producir estos recursos no convencionales.

El posible éxito de esta propuesta tendría un impacto directo sobre la evaluación y la economía de este tipo de escenarios, no sólo por mejorar las recuperaciones con operaciones de bajo coste, destinadas a transformar recursos en reservas, sino también el aprovechamiento de las operaciones cíclicas para hacer tratamientos destinados a mitigar el impacto de la deposición de parafina, ayudar al mantenimiento de presión (favorable para la producción monofásica), implementar posibles tratamientos con masivos con ácido, etc.

El enfoque incluye etapas conceptuales, teóricas y experimentales y en este trabajo se describen los avances alcanzados por los autores en cada una de estas etapas.

Introducción

A pesar del gran avance en la exploración, caracterización, y 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.

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, la producción de los pozos asociados a estos depósitos presenta una alta producción inicial con una marcada declinación posterior y la recuperación final está basada únicamente en la producción primaria (depletación), con muy pocas menciones a la posibilidad de incluir procesos de recuperación mejorada como práctica habitual.

Recién en estos últimos años se observa un esfuerzo importante por construir mejores herramientas de análisis que permitan incorporar los fenómenos físicos (difusión, adsorción, efectos geomecánicos, etc.) y en particular una apreciación adecuada respecto de la importancia que cobran los fenómenos capilares y de imbibición en estos reservorios de baja permeabilidad (Takahashi 2009, Wang 2013, Kazemi et al. 2015).

Dentro de esta línea, a continuación se detallan las piezas que conducen a un modelo de mejora de productividad, basado en el aprovechamiento de las propiedades únicas de estos escenarios.

Componentes del Shale

Existe una extensa referencia en la literatura técnica respecto a la caracterización de los reservorios Shale, 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 et al. 2009):

- *Matriz Orgánica*: Conformada por un sistema poral disperso. En general hay cierta evidencia y un consenso en la industria respecto de 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*: Formado por una compleja red poral de diámetros variables (micro y nano poros) que contiene el mayor volumen poral y, eventualmente, posee una importante saturación de hidrocarburos, producto de la generación y micro migración. Una hipótesis importante es que será mojable al agua, por ende, en presencia de agua, dará lugar a presiones capilares de magnitud considerable respecto de otras fuerzas actuantes. El conjunto de ambas matrices, la Orgánica e Inorgánica, conforman lo que comúnmente se denomina “matriz”, donde reside la mayor capacidad de almacenamiento y posee 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. Sólo la matriz cercana o en contacto directo con la red de fracturas constituye el reservorio propiamente dicho.

Hechos “Anecdóticos”

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

Muchos operadores han reportado 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 et al. 2015)
- Arcillas con baja saturación de agua, para las cuales se acuñan términos como “deshidratadas”, “sub-irreducibles o “sedientas” (Bertoncello et al. 2014)
- Productividades correlacionadas positivamente con la cantidad de agua de flowback retenida y la necesidad de incluir una presión mayor en el ajuste histórico.
- Rápida salinización del agua del tratamiento (originalmente dulce) (Laughland et al. 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 reportan comentarios similares al de Wickstrom (2013): “*Low water saturation is also prevalent (5-20%) and post-frac “soaking” periods appear to be working quite well*”.

La inclusión de los fenómenos capilares como una de las fuerzas principales asociadas a la producción, permitiría explicar dentro de un modelo coherente, muchos de los hechos “anecdóticos”, incorporarlos como consecuencias naturales y aprovecharlos para mejorar la producción.

Incluir dichas fuerzas en el modelo conceptual, tiene una implicancia muy relevante dado que, como se muestra en este trabajo, parece posible aumentar los factores de recuperación fomentando específicamente los procesos de imbibición.

Imbibición, Motor del Fenómeno

En la vida cotidiana, es muy común toparse con procesos de imbibición espontánea de un fluido en un medio 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 (Mason et al, 2013), además de las asociadas a la producción de petróleo y gas, tales como el secuestro de CO₂, la industria textil, los tratamientos de suelos, etc.

Conceptualmente, la imbibición es un proceso motivado por fuerzas interfaciales, entre fluidos inmiscibles ocupando un mismo medio poroso, y es resistido por fuerzas viscosas y/o gravitatorias. 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 moverse en direcciones opuestas simultáneamente (imbibición en contracorriente, Fig. 1).

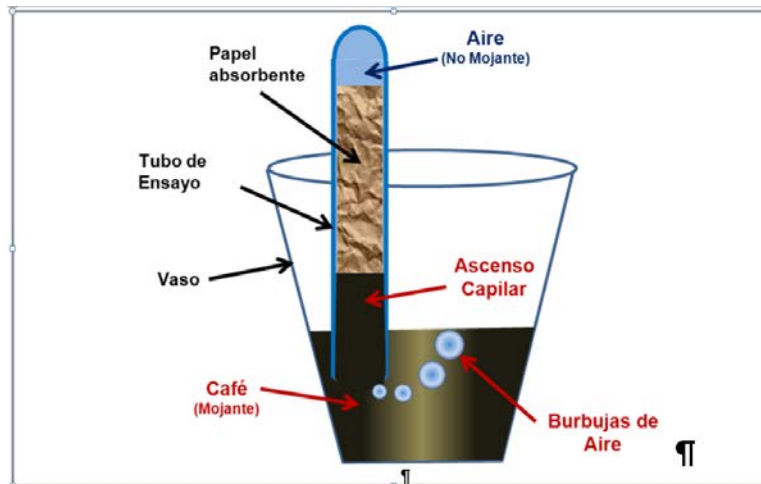


Fig. 1 – Experimento simple de imbibición en contracorriente. El café (fase mojante) “trepa” por el papel absorbente (medio poroso) desplazando el aire (fase no mojante) de sus poros. Cuando la presión dentro del tubo de ensayo es suficiente, el aire percola por el papel, burbujando por la parte inferior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

Desarrollo

La propuesta específica desarrollada en este trabajo, es la de incrementar sustancialmente la recuperación final de petróleo en escenarios Shale Oil mediante operaciones de inyección cíclica de agua.

Si postulamos que las fuerzas capilares juegan un rol importante en la producción inicial, el corolario es que parte del caudal inicial de petróleo debería provenir de la imbibición del agua de fractura no recuperada durante el “flowback”. Si esto fuera así, se podría repetir dicha operación (sin agregado de propano) para volver a incrementar la producción luego de que la misma haya declinado, ya que no necesariamente el potencial de imbibición se agota durante el primer tratamiento de estimulación hidráulica.

Con el objetivo de robustecer y materializar la propuesta mencionada anteriormente, los autores han recorrido parte del camino necesario para “de-riskear” la misma en tres etapas sucesivas y complementarias:

- *Etapa Conceptual:* Testeo de diferentes conceptos para evaluar la coherencia de los mismos respecto de las diferentes observaciones de campo y construir el modelo explicativo, necesario para planificar operaciones e interpretar resultados.
- *Etapa Teórica:* Evaluación de modelos analíticos y numéricos para cuantificar los posibles resultados y los efectos de las incertidumbres.
- *Etapa Experimental:* Testeo en laboratorio y campo, con núcleos de Vaca Muerta para corroborar los resultados del modelo teórico y validar la posible recuperación incremental por imbibición.

Etapa Conceptual

El modelo conceptual se basa en tres pilares principales para que sea relevante la participación de los fenómenos capilares en la producción. Los mismos se resumen en:

- **Baja Permeabilidad:** Los pequeños diámetros porales de la matriz (Fig. 2) favorecen las altas presiones capilares (la P_{cap} es inversamente proporcional al radio poral).

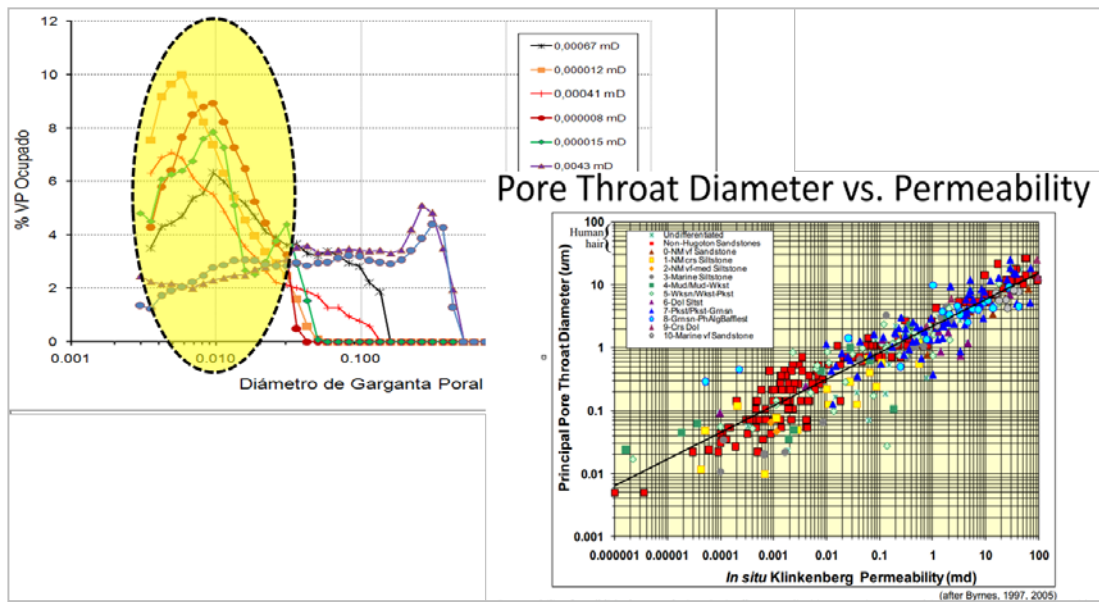


Fig. 2 – (izquierda) Distribución de diámetros porales típicos de rocas Shale y Tight. Derecha: Correlación entre permeabilidad y diámetros porales – La tendencia incluye desde reservorios convencionales hasta rocas Shale.

- **Mojabilidad Dual:** Dada la presencia de matriz orgánica y mineral en la roca madre, se requiere que una proporción significativa de la porosidad conectada sea proveniente de la matriz (mineral) mojable al agua (Fig. 3).

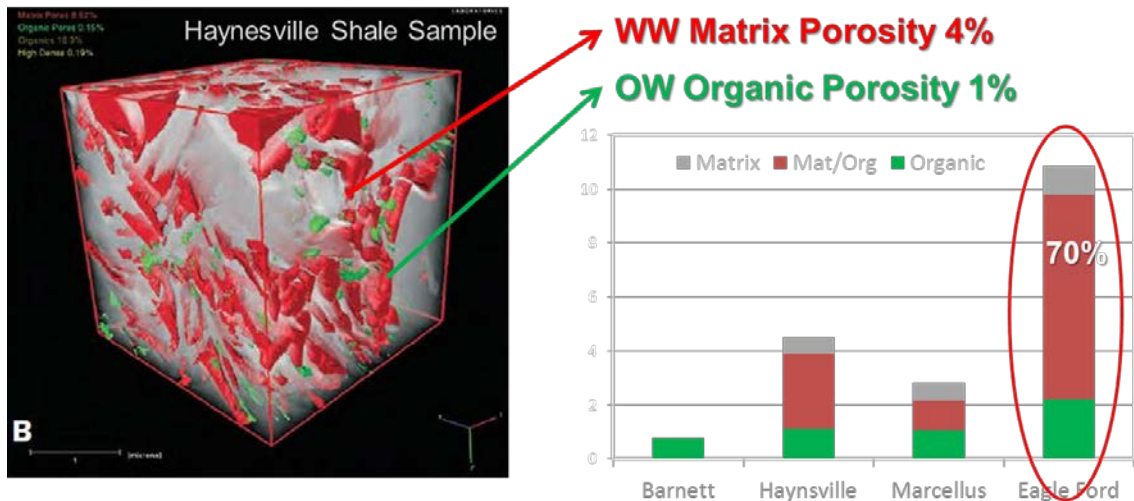


Fig. 3 – (izquierda) FIB-SEM análisis de una muestra del Haynesville Shale play, con la diferenciación de porosidades de kerógeno (“oil wet”) en verde y matriz mineral (“water wet”) en rojo. Derecha: Resultados de ensayos en diferentes plays de Estados Unidos de América en donde se resalta la alta proporción de porosidad efectiva en la matriz mineral, salvo en el caso del Barnett Shale.

- **Sobrepresión:** En la medida que la generación de hidrocarburos, en su proceso de crackeo térmico y micro migración, fue incrementando su volumen, tuvo que desplazar al agua originalmente depositada en la roca madre. Cuando la presión alcanza valores suficientemente altos para vencer las presiones capilares, y si existe una ruta de “escape” para el agua, este proceso puede justificar las bajas saturaciones de agua encontradas en estos escenarios. Regularmente, los niveles asociados a la “cocina” (nivel con mayor capacidad de generación) muestran elevados niveles de sobrepresión. El propio modelo sugiere que dicha sobrepresión es una medida directa de la presión capilar del sistema, expresada como diferencia de presión entre fases.

Modelo Físico (de Laboratorio)

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 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 (Fig. 4).

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 sólo petróleo seco. Una vez logrado el estado inicial, se incorporó agua dulce en el recipiente en contacto con el pozo y se observó cómo la misma llega a inundar la matriz de menor permeabilidad siendo “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. (Resaltado en la Fig. 4 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.

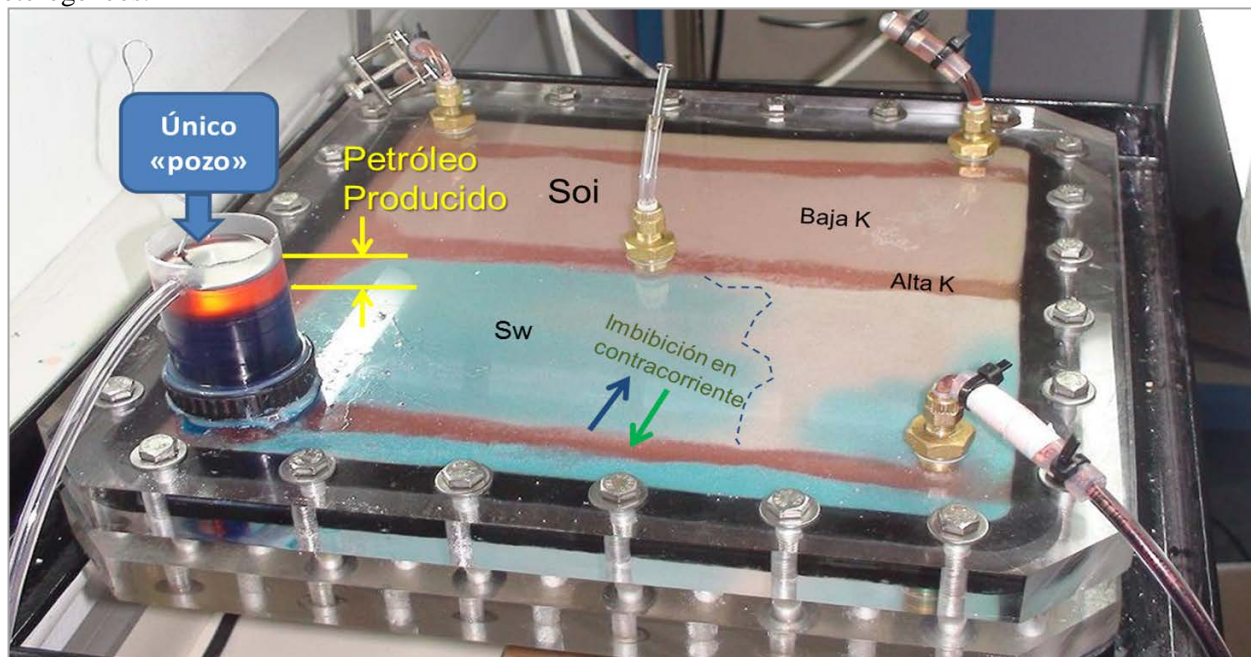


Fig. 4 – Celda visual con relleno de medio poroso con alto contraste de permeabilidad, intentando reproducir una matriz (baja permeabilidad) y una configuración simple de una fractura (alta permeabilidad). En el estado inicial se encuentra en S_{wi} y saturado en fase hidrocarburo (color rojo). Puede observarse como el agua del recipiente en el único pozo abierto es “arrastrada” por imbibición y desplaza al petróleo intercambiándolo por agua, dando lugar a un sobrenadante de fase oleosa al fin del experimento.

Etapa Teórica

Objetivos

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

- Cuantificar los beneficios esperables y
- 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, etc.).

A pesar de lo anterior, aún no existe un consenso claro respecto de las mejores prácticas para simular estos complejos reservorios. Por un lado, se utilizan métodos empíricos simples del tipo Curvas Declinatorias (DCA) o analíticos denominados Rate Transient Analysis (RTA) ajustando datos históricos de producción y presión y resolviendo al sistema “Reservorio + Red de Fracturas” ajustando geometrías equivalentes a patrones 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 (Cipolla et al. 2014) y por no ser de mucha utilidad a la hora de optimizar los parámetros de estimulación hidráulica, es preferentemente utilizado para estimación de reservas y optimización de espaciamientos entre pozos.

Por otro lado, también se dispone de modelos numéricos en donde 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 un enfoque “conceptual” (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 ó DFN (Discrete Fracture Network), la geomecánica y la interacción de todo lo anterior con el tratamiento de estimulación hidráulica (Suarez et al. 2015).

Este acercamiento permite una mayor comprensión de los fenómenos y sus interacciones aunque también tiene sus simplificaciones (por ejemplo, el tamaño de grillado a la hora de representar las fisuras y fracturas, el tipo de ecuaciones de flujo que resuelve, la falta de datos respecto de curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares, etc.). 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 al objetivo que se busque, la precisión y suficiencia de los datos de entrada y la capacidad y recursos con los que se cuente.

El gran desafío de la simulación, además de representar el reservorio+fractura+pozo, es 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 periodo 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, en la misma corrida, el ajuste de todo el proceso.

Metodología de Modelado Teórico

En este trabajo se empleó una herramienta de modelado numérico 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 sostén empleados,
- Geometrías de flujo lineal hacia las grandes áreas de contacto generadas durante las estimulación,
- Consideración especial del impacto de las fuerzas capilares mediante curvas de imbibición y drenaje (de varios miles de psi) y
- Curvas de permeabilidad relativa de drenaje e imbibición adecuadas.

Se optó por un modelo numérico 3D con grillado espaciado logarítmicamente, dos regiones (fractura y matriz) homogéneas e isotrópicas, una geometría de fractura planar simple, flujo bifásico (por encima del punto de burbuja), áreas equivalentes de fractura ajustadas con el análisis RTA del 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 Numérico 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 Badessich 2014).

A continuación se enumeran las más relevantes:

Grillado 3D

- Cartesiano tipo «Tartan» (Fig. 5)
- DX, DY, DZ refinamiento logarítmico
- Single Porosity, Single Perm
- 2 regiones (Fracs 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
- 5 Etapas (1 plano por etapa)
- Espaciamiento de 100 m (330 ft aprox.)
- 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 ($R_s= 150$ m³/m³ y API= 45°)
- $P_i= 8,000$ psi, $P_b= 3,300$ psi, $T_i=100$ C°
- $B_{oi}= 1.45$, $B_{wi}= 1$
- $\mu_{o}= 0.55$ cP, $\mu_{w}= 0.4$ cP
- Funciones de Saturación (Fig. 6)
- Compresibilidad y Transmisibilidad variable con presión de confinamiento.

Tratamiento, Flowback y Producción:

- Vol. Iny. Total = 2,500 m³/etapa y 30 Msack/etapa
- 6 hs tratamiento y 5 días de cierre
- Porcentaje de retención de fluido de aproximadamente 70 % del inyectado
- Período simulado: 200 días

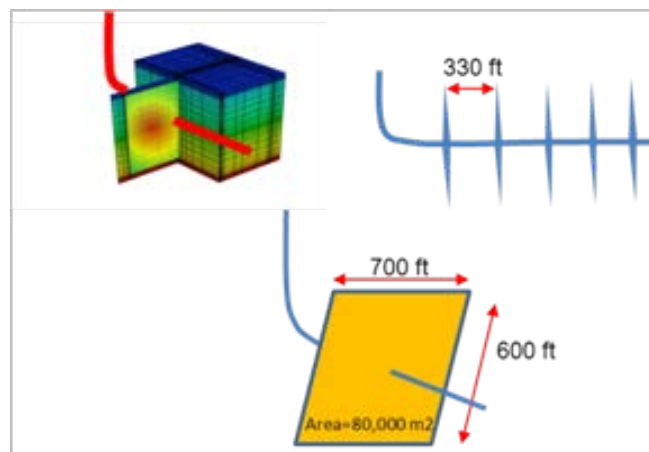


Fig. 5 – Configuración de Grilla y modelado conceptual de fracturas

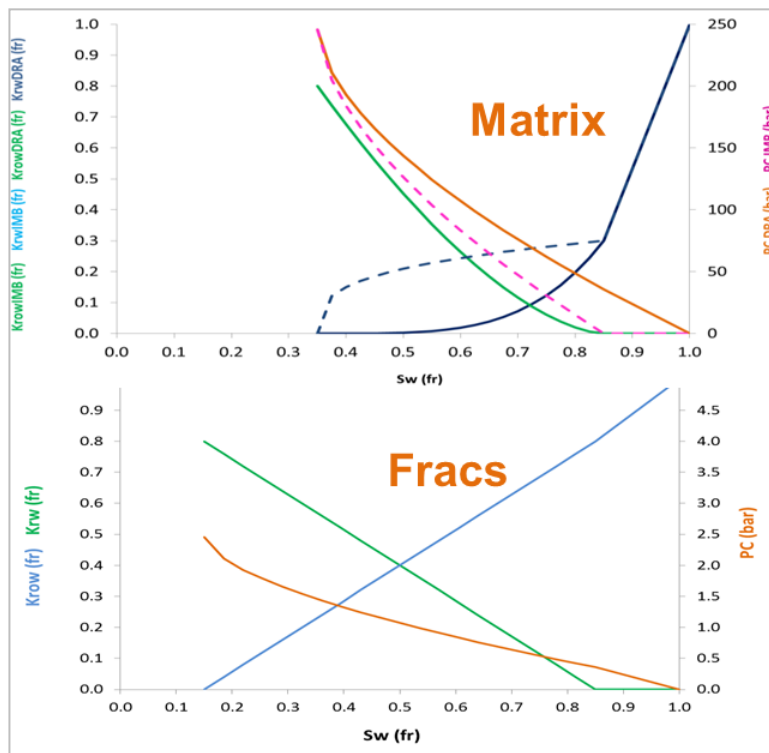


Fig. 6 – Funciones de Saturación Adoptadas (Drenaje en líneas llenas e imbibición en líneas de puntos)

Ajuste Histórico

Se contaba con datos 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” (Fig. 7).

Puede observarse como rápidamente la producción de agua cae y el pozo produce “seco” a pesar de solo haber recuperado a 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 otros *shale plays* de los Estados Unidos de América (King 2010).

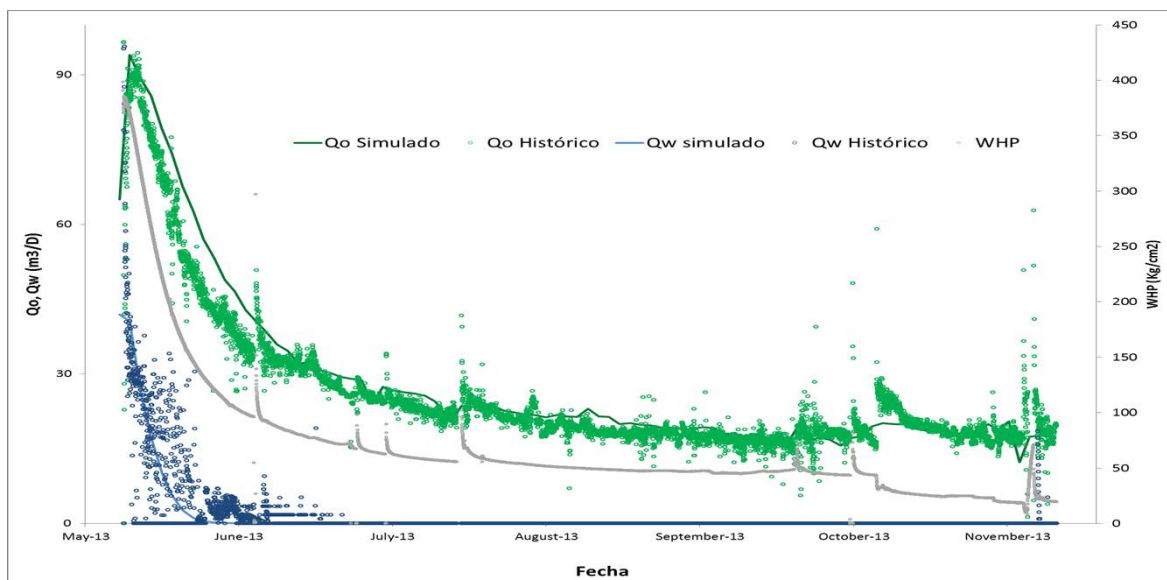


Fig. 7 – Historia de Producción, Presiones y Ajuste Histórico. Nótese que se reproduce tanto el tratamiento de estimulación como la producción de petróleo, presiones y la merma en producción de agua. (Hist=Histórico, Np=Acumulada Petróleo, Wp=Acumulada de Agua, Winy=Acumulada de Inyección, BHP=Presión de Fondo)

Para evaluar la representatividad del modelo utilizado se realizó un procedimiento de Ajuste Histórico Asistido siguiendo los típicos pasos de (i) sensibilidad, (ii) optimización y (iii) maduración (Tuero et al, 2014).

- i. **Sensibilidad:** Se seleccionaron las variables con incertidumbre, y se asignaron rangos de variación para cada una, mediante Funciones de Distribución de Probabilidad (PDF por sus siglas en inglés). Se construyó un modelo de superficie de respuesta (*proxy*) para evaluar mediante múltiples corridas, cuáles de estos parámetros de entrada, tenían el mayor impacto en el ajuste y verificar los rangos inicialmente supuestos para cada PDF. En la Fig. 8 se observa la respuesta del modelo con los experimentos de entrenamiento, los casos ciegos y la recta de correlación. De este análisis se concluye que los parámetros con mayor impacto en el ajuste son la Máxima Presión Capilar (P_{cMax}), la permeabilidad de matriz (K_m) y la permeabilidad de fractura (K_f)¹.

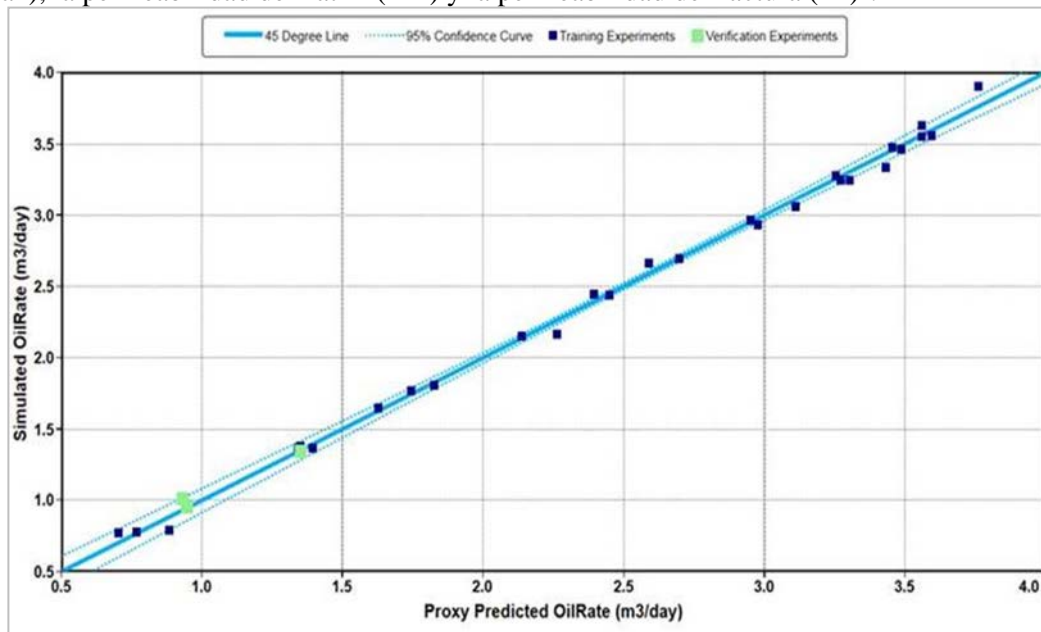


Fig. 8 – Análisis de sensibilidad al ajuste del caudal de petróleo, mediante superficie de respuesta (*proxy*)

- ii. **Optimización:** Se creó una Función Objetivo (FO) que consiste en la suma cuadrática de la diferencia entre los valores observados (historia) y los simulados para cada intervalo de tiempo y cada componente (petróleo, agua y presión). Mediante un algoritmo evolutivo (en este caso se utilizó Particle Swarm Optimization) se realizaron más de 1,000 corridas combinando los diferentes parámetros de entrada buscando minimizar la FO. En la Fig. 9 se observa como para las diferentes corridas representadas en puntos (celeste) la FO disminuye rápidamente de un caso inicial (Caso Base) y luego se estabiliza en valores mínimos. Cabe aclarar que aquellas corridas con valores bajos similares de FO, deberían considerarse como “equi-ajustadas” y por lo tanto no podríamos decir que una es más representativa que otra, sino que es el subconjunto de corridas con menores FO aquel que resulta más representativo. En la misma figura se resalta el subconjunto de las 200 corridas mejor ajustadas.

¹ Cabe aclarar que bien el modelo estático (ancho, alto y distribución de fracturas y propiedades estáticas) es una gran incógnita, no se incluyó como uno de los parámetros inciertos a sensibilizar en esta primera etapa.

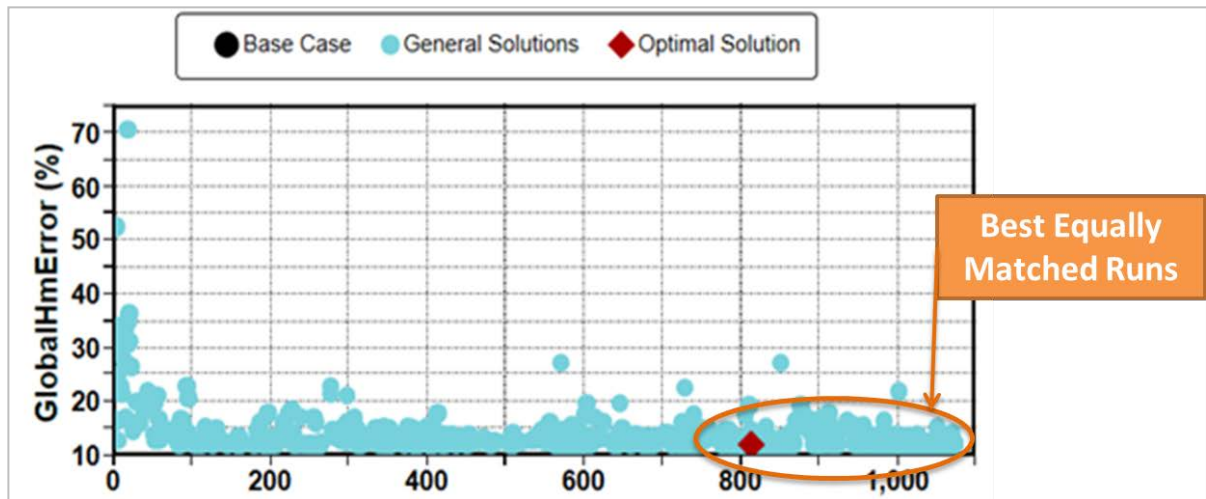


Fig. 9 – Ajuste Histórico Asistido, evolución de la Función Objetivo

- iii. **Maduración:** Es de interés analizar, para el subconjunto mejor ajustado, cuáles fueron los valores adoptados por las variables de entrada sensibilizadas y explorar que parte del rango de entrada original de la PDF, fueron empleados por las corridas mejor ajustadas. En la Fig. 10, se muestra el resultado de este análisis, para las dos variables de mayor impacto en el ajuste, PcMax y Km. Puede observarse como, a pesar de haber permitido originalmente en las PDF un rango más amplio de ambos parámetros (PcMax de 700 a 5000 psi y Km de 50 a 1500 nD) el subconjunto de corridas mejor ajustadas, se circunscribe a un rango mas acotado (PcMax de 2700 a 4500 psi y Km de 350 a 550 nD). Esto implicaría que fuera de estos rangos, el ajuste empeora, por lo que supuestamente, estos valores serian los más representativos.

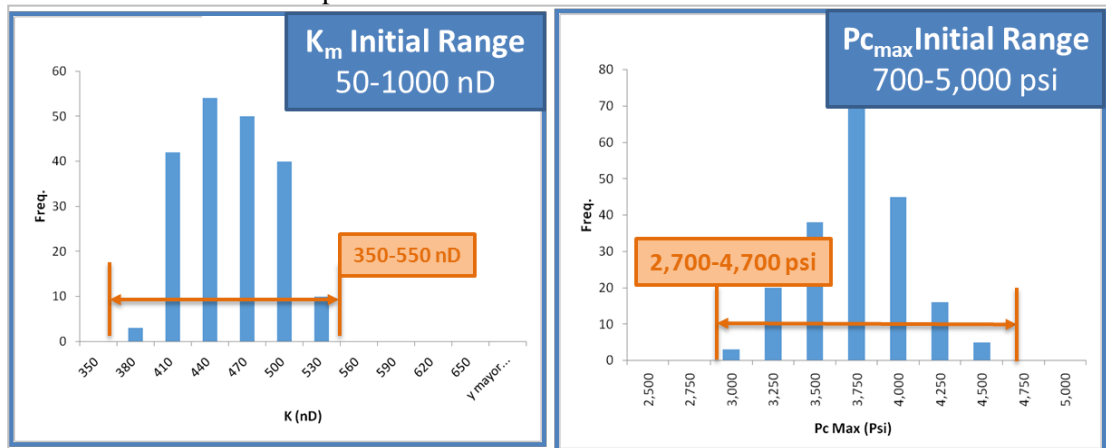


Fig. 10 – Rangos adoptados por las variables sensibilizadas de mayor impacto. Nótese que el rango de valores que logran mejores ajustes son marcadamente mas acotados que los sugeridos inicialmente.

Cabe aclarar que el hecho de realizar el ejercicio de ajuste, bajo ningún punto de vista implica que los autores consideren que han podido representar la “realidad”, sino únicamente representar las principales fuerzas actuantes y al menos los órdenes de magnitud de los parámetros de entrada. En este sentido, hay un punto respecto del ajuste que sí vale la pena rescatar y es que de no incorporar efectos capilares importantes (de al menos 2,500 psi) resulta imposible (con este modelo estático simple) reproducir las tempranas producciones de petróleo y la retención de agua de flowback. Lo anterior sí 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 en escenarios Shale.

Pronóstico (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 denominado 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 presentada, busca 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 anteriormente expresado, se propone la realización de ciclos alternados de inyección y producción (Fig. 11) compuestos por 3 etapas:

- (i) inyección a presión (inferior a la de fractura pero superior a la del agua en la matriz)
- (ii) cierre o “soaking” (permitiendo el intercambio)
- (iii) producción

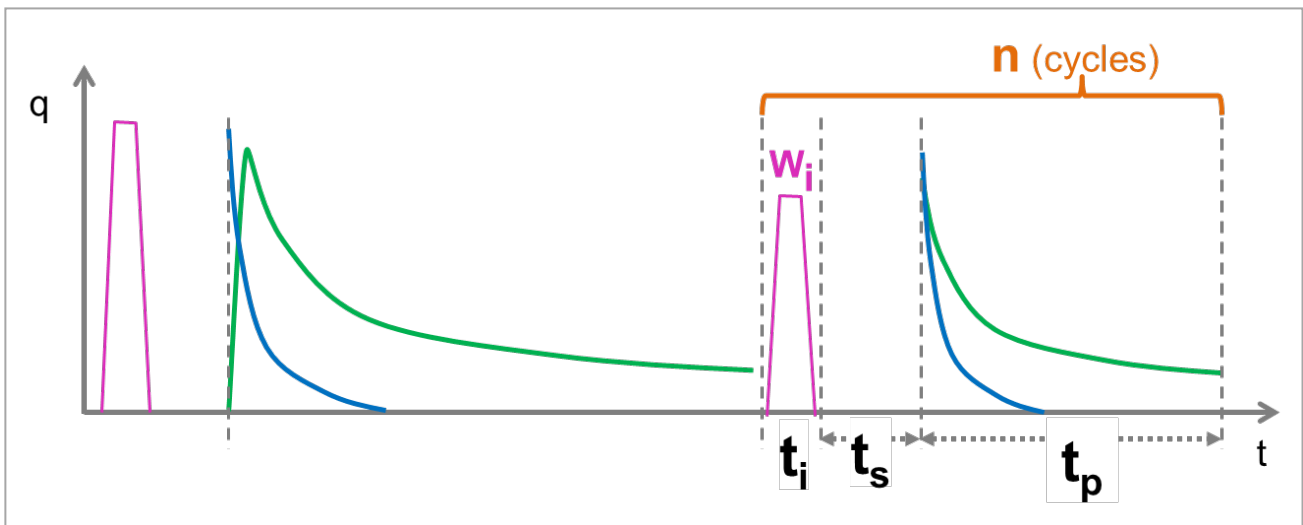


Fig. 11 – Esquema de Tratamiento original y Ciclos Propuestos (Verde indica caudales de petróleo, azul de agua producida y magenta de agua inyectada. El primer ciclo de inyección representa la terminación del pozo por fractura hidráulica con propante.

Optimización de los Parámetros de Diseño

De acuerdo a lo que puede observarse en la Fig.12, existen al menos 4 parámetros de diseño para los ciclos propuestos de los cuales dependerá el resultado de la recuperación incremental. Estos son:

- (i) t_{inj} = Tiempo de Inyección (o Volumen) de agua (W_i)
- (ii) $t_{soaking}$ = Tiempo de Cierre
- (iii) t_{prod} = Tiempo (o Volumen) de Producción luego del cierre hasta el próximo ciclo.
- (iv) **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, etc.) es de interés para el análisis, estimar rangos óptimos para cuantificar el incremental esperable en una situación similar a un posible desarrollo en la ventana de petróleo en Vaca Muerta.

Para la optimización de dichos parámetros, se asignaron rangos de valores máximos y mínimos a cada parámetro según la Tabla 1, se construyó una función de valor presente neto (NPV10) según la Ecuación 1 y se corrieron más de 200 casos maximizando dicha función NPV10 mediante un algoritmo de optimización de tipo evolutivo (“particle swarm optimization”).

Parámetro	n (ciclos)	Q _{inj} (m3/d)	t _{producción} (días)	t _{soaking} (días)
Mínimo	3	10	200	5
Máximo	15	100	700	90

Tabla 1 – Rango de valores seleccionados para la optimización de los parámetros de tratamiento cíclico.

Ecuación. 1
$$NPV10 = \Delta Np_{incremental} * NetOil - Wi * CostoAgua$$

Donde:

ΔNp_{inc} = Diferencia de producción acumulada de petróleo a 10 años entre casos con y sin el tratamiento propuesto

NetOil=ingreso neto por venta de petróleo (40 u\$s/bbl)

Wi=Volumen acumulado de inyección de agua (de los n ciclos)

CostoAgua=Costo acumulado de inyección de agua actualizado al 10% (2.5 u\$s/bbl)

En la Fig. 12 se observan los resultados de la optimización del tratamiento. Puede notarse como distintas combinaciones de parámetros incrementan el NPV10 en la medida que se inyecta más agua (mas caudal o mas ciclos) mientras que en aproximadamente en un NPV10 de 0.2 la tendencia se invierte. Aquellos casos con sets de parámetros que logran el máximo NPV10 están señalados en el grafico como “Casos Óptimos”.

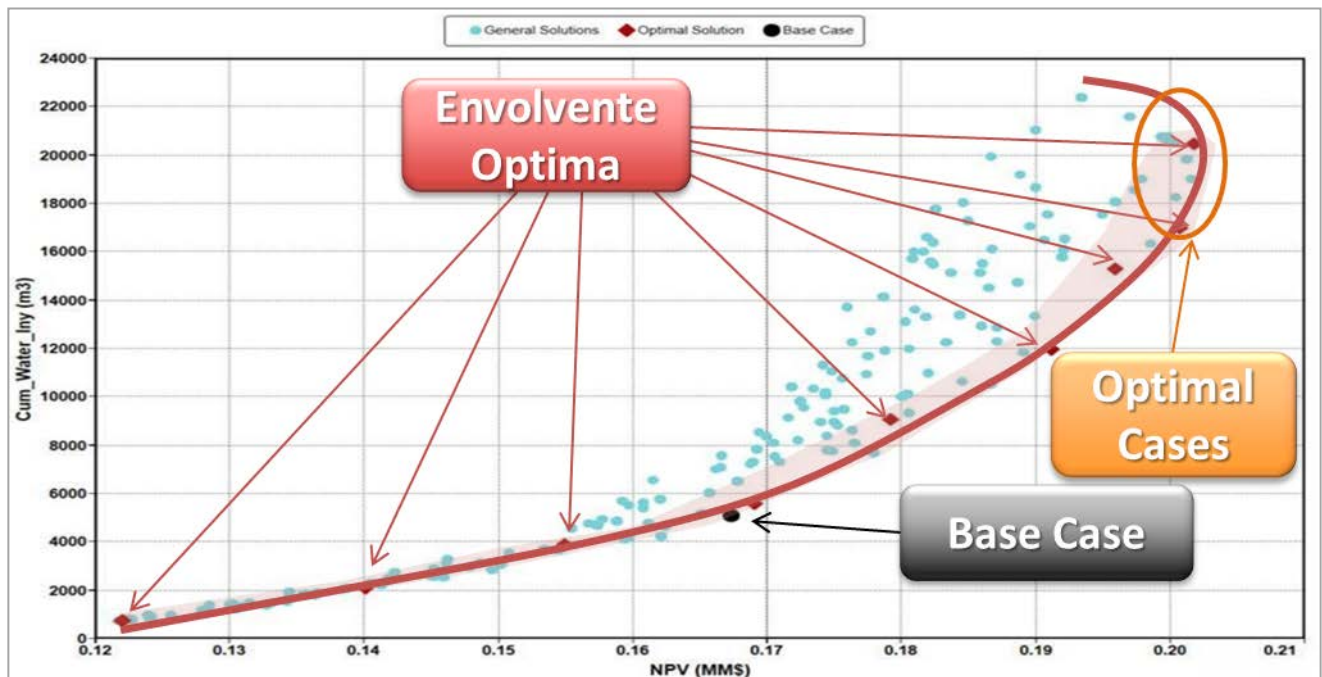


Fig. 12 – Resultados de la optimización de los parámetros de tratamiento. Aquellos casos que tienen el mayor NPV10 (en el entorno de 0.2 MMus\$) se destacan como “Casos Óptimos” de diseño.

En la Tabla 2 se muestran los promedios de los resultados de los valores de t_{inj}, t_{soaking}, t_{prod} y n que maximizan el valor del proyecto para esta modelo en particular.

Parámetro	n (ciclos)	Q _{inj} (m3/d)	t _{producción} (días)	t _{iny+soak} (días)
Promedio de Casos Óptimos	15	60	210	33

Tabla 2 – Promedio de los valores de parámetros de tratamiento seleccionados como óptimos.

Resultados del Modelo Numérico

De acuerdo a los resultados de la optimización, se corrió un caso con los valores centrales de los rangos óptimos y se comparó con el Caso Base.

En la Fig. 13, se observan las curvas de caudales de producción por etapa y acumuladas de petróleo por etapa, para ambos casos, en verde el Caso Base y en rojo punteado el Promedio de Casos Óptimos. 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.

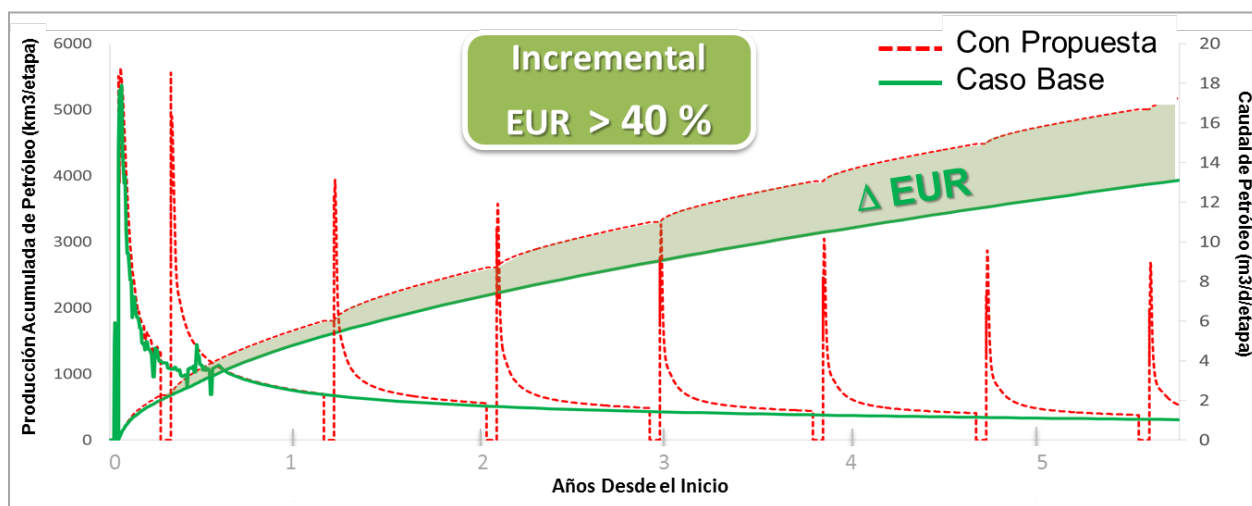


Fig. 13 – Resultados de corrida optimizada. En verde se observa el Caso Base sin tratamiento y en rojo punteado el promedio de Casos Optimizados. En 10 años, el incremento relativo en recuperación final (EUR) asciende a más del 40%. El gráfico solo se muestra a 6 años desde el inicio para que se logre observar los ciclos con más claridad.

MODELO EXPERIMENTAL

El modelo experimental es el último paso en el “de-riesgo” de la propuesta e incluye dos etapas (i) experimentos en testigos corona y laboratorio y (ii) experimentos de campo en pozos.

Objetivos

Reproducir los procesos simulados en el Modelo Teórico, con rocas reales de Vaca Muerta (coronas) para (i) incluir los efectos de las diferentes incertidumbres no cuantificadas, como por ejemplo, posible daño, bajo porcentaje de matriz mineral mojable al agua, posible desplazamiento del agente sostén, daño de fractura, etc., y cuantificadas, tales como presiones capilares, permeabilidades y funciones de saturación, (ii) adaptar y desarrollar las herramientas de subsuelo y superficie para realizar el tratamiento propuesto y (iii) validar los resultados cuantitativos de incrementos esperables.

Metodología de Laboratorio

Para las experiencias de imbibición a escala de laboratorio se emplearon tres núcleos corona de tres niveles distintos de la formación Vaca Muerta (dos niveles carbonáticos y uno con alto TOC en la “cocina”) provistos por Panamerican Energy LLC. El material empleado había estado expuesto a la atmósfera por más de tres años y se trabajó sobre trozos de unos 40 cm de longitud correspondientes a los 2/3 restantes de la extracción del “slabbing” longitudinal.

Adicionalmente, a modo de validación del Modelo Teórico, se construyó un modelo 3D de las coronas empleadas durante el ensayo de laboratorio, utilizando valores de permeabilidad de matriz, compresibilidad, funciones de saturación y presiones capilares similares a los promedio del mejor ajuste utilizados en el modelado 3D de pozo explicado en el Modelo Teórico (Ver Fig. 12, derecha).

La Fig. 12 (izquierda) incluye la imagen frontal de una de las muestras empleadas luego de someterla a un nuevo corte longitudinal (con el objetivo de disponer de material duplicado). La imagen también incluye una vista transversal que muestra un corte adicional destinado a generar una sección “prismática” que facilita el

estudio posterior en la celda cilíndrica a presión. Esta operación genera una muestra extra para otros ensayos y permite guardar una muestra “gemela” para repeticiones. El material sobrante del segundo corte se empleó para realizar mediciones rutinarias, y por vías alternativas, de porosidad, contenido de agua y de hidrocarburos. Estos resultados permitieron comprobar el estado de preservación de las muestras y estimar los volúmenes de fluidos a emplear en el estudio de imbibición propiamente dicho.

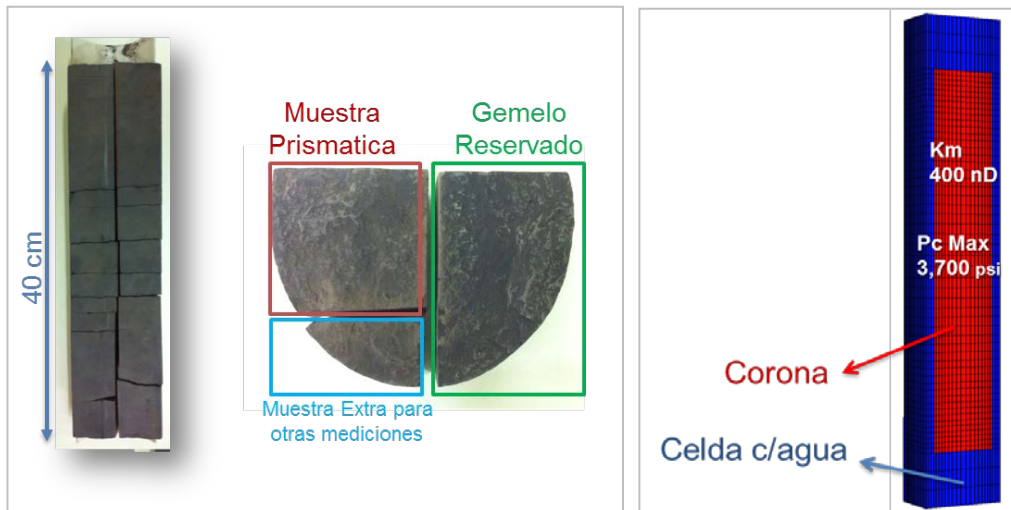


Fig. 12 – *Izquierda:* Núcleo corona y los cortes practicados para realizar los ensayos descriptos. *Derecha:* Modelo 3D de corona, validando las hipótesis de simulación.

Como parte del proyecto se construyó una celda especial para estudios de imbibición a Presión y Temperatura (Fig. 13) que consta de una cámara para alojar la muestra que le permite estar en constante contacto con el agua y recolectar el hidrocarburo por la parte superior.



Fig. 13 – Celda construida para analizar, a presión y temperatura, la imbibición de muestras de baja permeabilidad.

El dato principal de esta caracterización fue que con anterioridad a completar el contenido de HC líquidos era necesario remover una cantidad significativa del agua retenida en el espacio poral, que posiblemente se hubiera incorporado durante la exposición del material a condiciones ambientales. En las muestras de los tres niveles seleccionados se completó el espacio poral libre con ciclohexano, a modo de sustituto del petróleo presente en la formación y los estudios de imbibición se hicieron por contacto prolongado con agua a temperatura de reservorio, en la celda presurizada.

El ensayo de imbibición fue realizado conforme a la siguiente secuencia de operaciones:

1. Extracción parcial del agua de la muestra por evaporación y condensación en recipiente colector

2. Saturación de la muestra con ciclohexano.
3. Peso de la muestra saturada en ciclohexano.
4. Inmersión de la muestra en agua aditivada con los surfactantes e inhibidores empleados en la operación de fractura. También se hicieron pruebas con agua sin aditivar.
5. Imbibición a presión suficiente para mantener los fluidos en estado líquido (150 psi) y temperatura de reservorio.
6. Determinación de la curva de producción mediante circulación periódica de agua.
7. Peso de la muestra para cierre de balance de intercambio de fluidos.
8. Recuperación y cuantificación del agua incorporada a la muestra en el proceso de imbibición, mediante el mismo método descrito en el apartado 1.

Durante todo el ensayo se llevó a cabo un control, tanto volumétrico como gravimétrico, de los líquidos introducidos en la celda como también un seguimiento gravimétrico de la muestra en cada una de las etapas del proceso.

Resultados de Laboratorio

La recuperación por imbibición con agua fue consistentemente alta, en el orden de lo obtenido en el modelo teórico, desde cerca del 40% en los niveles más carbonáticos superiores, hasta más del 60% en los otros dos niveles estudiados. El modelo 3D de corona se ajustó perfectamente al valor obtenido en laboratorio sin necesidad de modificación alguna de sus parámetros intrínsecos de K_m , P_{cMax} o curvas de relativas.

En la Fig. 14 se presenta tanto la curva de producción por imbibición en una de las muestras empleadas en este estudio como el fluido colectado en una de las etapas de este proceso. El color amarillento indica que el ciclohexano (originalmente incoloro) contactó y disolvió parte del HC nativo en la muestra. La opalescencia de la fase acuosa obedece a los aditivos empleados en su formulación.

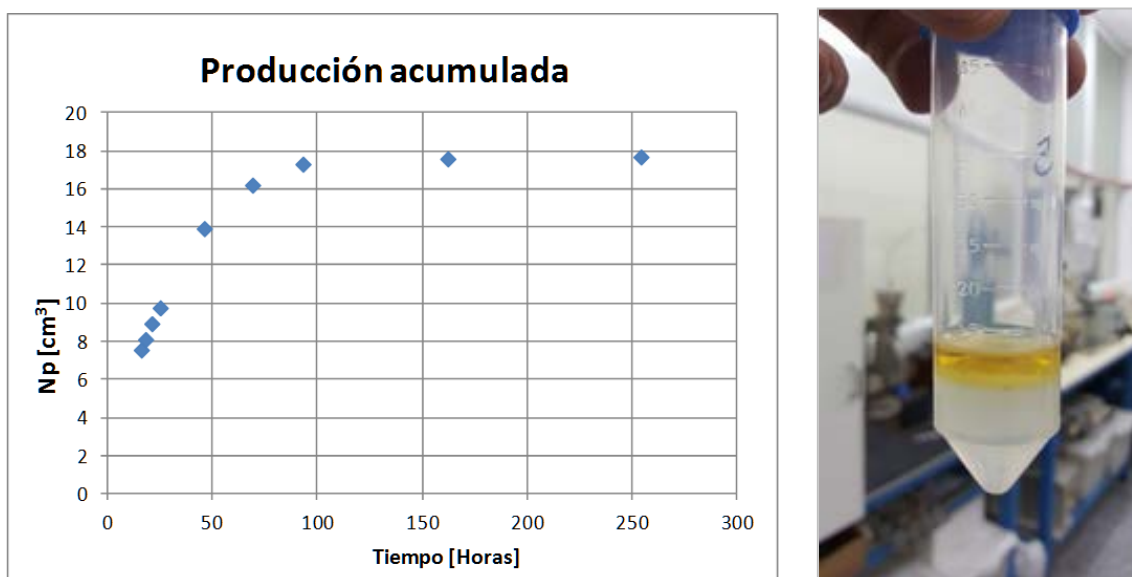


Fig. 14 – Izquierda: Curva de producción de hidrocarburos en función del tiempo. En los tres casos analizados la recuperación representa desde 40 a más de 60% del hidrocarburo inicialmente in situ (OOIP). Derecha: Ciclohexano colectado producido exclusivamente por imbibición.

Conclusiones de los Experimentos de Laboratorio

Como resultado de estos primeros estudios de imbibición pudieron extraerse las siguientes conclusiones experimentales.

- Los fenómenos espontáneos de imbibición de agua, para desplazar hidrocarburos móviles, de la red poral, se produjo en todos los niveles de Vaca Muerta caracterizados en esta secuencia de estudios.

- La magnitud y velocidad de los fenómenos mencionados son compatibles con el modelo desarrollado para estimular la producción de hidrocarburos por inyección de agua.
- Los factores de recuperación, por imbibición espontánea de agua, son muy superiores a los estimados para la producción por primaria en los escenarios Shale Oil.
- Tanto el agua tratada con los mismos productos empleados durante las etapas de fracturamiento hidráulico, como el agua sin aditivos se mostraron adecuadas para realizar este tipo de tratamiento de estimulación.
- Las diferencias de recuperación (respecto al OOIP) en los diferentes niveles, pueden atribuirse, además de a la diferente litología, a una suma de factores que incluyen desde la representatividad de cada muestra hasta el uso, o no, de aditivos y el estado de deshidratación de la muestra previamente a la saturación con hidrocarburos.
- Desde el punto de vista de ensayos futuros, parece especialmente alentador que los niveles asociados a la “cocina”, con un mayor contenido de matriz orgánica, también responda a la imbibición de agua, indicando que existe una importante proporción de la matriz porosa con fuerte afinidad por el agua (condiciones “wáter-wet”)

Ensayos de Campo

En la actualidad, no se encuentra bibliografía específica que documente ensayos de este tipo en estos reservorios no convencionales. No obstante, existen algunas pruebas con resultados disímiles realizadas en USA en el Bakken Shale en Dakota del Norte por la empresa EOG Resources. Por datos recopilados de información pública, puede intentar reconstruirse el objetivo de la prueba, sin embargo, no se conocen con detalle suficiente los procedimientos realizados, ni presiones de trabajo, ni se detallan resultados de si se considera una prueba exitosa o no, ya que no hay un diseño previo ni expectativas claras (Sorensen 2015).

En Argentina, para Vaca Muerta, se han encontrado varias menciones a nivel “anecdótico” de acumulaciones de petróleo durante cierres programados (o no) en columnas inicialmente con 100% de agua.

Próximos Pasos

Una vez consolidados los estudios documentados en el presente trabajo, la mayor incógnita operativa está vinculada a la posibilidad de inyectar los volúmenes de agua que requiere este proceso, sin dañar las fracturas hidráulicas. Se estima que, como toda tarea de campo, la optimización de esta variable requerirá una curva de aprendizaje. Recién luego de cumplir con la misma se podrá evaluar el impacto real de la metodología de recuperación propuesta.

CONCLUSIONES

Se presenta una propuesta de inyección cíclica de agua de tipo “huff n puff” para incrementar la producción esperable (EUR) en escenarios Shale Oil, basada en la existencia de importantes fuerzas capilares, mojabilidad dual y sobrepresiones.

Se detalla el proceso de aprendizaje conceptual, modelado teórico y experimental de laboratorio por el cual se fue cuantificando el premio esperable y ajustando los parámetros de diseño de un futuro experimento de campo.

Los resultados son consistentes, teórica y experimentalmente y apuntan a recuperaciones esperables de más del 40% del EUR respecto de la producción exclusivamente por depletación primaria.

Esto implica, de probarse exitosa esta metodología, un cambio de paradigma en la exploración y explotación de este tipo de recursos mejorando no solo el perfil temporal de producción sino también la recuperación final, disminuyendo los costos de desarrollo y 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 Pb), minimizando el daño por aparición de la fase gaseosa o daños mecánicos de la fractura.
- La inyección periódica y programada de un fluido, abre la posibilidad de dosificación de posibles tratamientos para mitigar la corrosión y la depositación de parafinas, un desafío por demás importante en Vaca Muerta.
- La cualidad “bidimensional” de estos reservorios permitiría acceder a la totalidad del mismo de manera cuasi inmediata a través de la red de fracturas de alta conductividad para tratamientos de estimulación química (acidificación, surfactantes, etc.)

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 a Gabriela González por sus aportes geológicos y apoyo permanente al proyecto, al Ing. Juan Di Nucci (VYP Consultores SA), a Sergio Cilento y Carlos Granados de Computer Modeling Group (CMG) por su valiosa colaboración en la etapa de Simulación y Ajuste Histórico y a Eduardo Barreiro por impulsar el debate en distintos ambientes técnicos. No obstante, las opiniones y conceptos, incluidos en este trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores.

REFERENCIAS

Bertoncello A., Wallace J., Hornapour M., Blyton C., 2014, “*Imbibition and Water Blockage in Unconventional Reservoirs: Well Management Implications During Flowback and Early Production*”, SPE/EAGE paper 167698 presented at Viena, Austria, 25-27 February 2014.

Cipolla, C., Wallace, J., 2014, “*Stimulated Reservoir Volume, A Misapplied Concept*”, SPE-168596, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, USA, 4-6 Feb 2014,

Crotti M., Labayén I., 2014, “*Inyección de Agua en Reservorios “shale oil” - El Impacto de los Fenómenos Capilares sobre la Producción*”. X CONEXPLO, IAPG, Mendoza, 11-12 de agosto de 2014.

Fernández B. M., Berrios, C. V., 2012, “*Integrated Dynamic Flow Analysis To Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina: The Loma La Lata Case*”, SPE Conference Paper 156163-MS.

Herrero F., Maschio L., 2014, “*Production Analysis and Forecasting of Vaca Muerta Shale Wells in Argentina: Case History-Based*”, Paper URTEC 1965548 presented at URTEC in Denver, Colorado, 25-27 August 2014.

Johri M., Zoback M., 2013, “*The Evolution of Stimulated Reservoir Volume during Hydraulic Stimulation of Shale Gas Formations*”, Houston Tx. SPE paper URTEC 1575434 presented at Denver, Colorado, August 12-14, 2013.

Karimi S., Kazemi H., 2015, “*Capillary Pressure Measurement using Reservoir Fluids in a Middle Bakken Core*”, Colorado School of Mines, SPE-174065-MS.

King, G.E., 2010, “*Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned*”, SPE 133456 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010.

Lacentre, P., Fernández B. M., Suárez, M., Pichon, S., 2015, “*Fracturing-to-Production Simulation Approach for Completion Optimization in the Vaca Muerta Shale*”, 177058-MS SPE

Laughland M. M., Nelson D., Wilson P., Eastridge E., 2014, “*Uncharted Waters: What Can We Learn From Waters Produced From Horizontal Wells in the Permian Basin?*”, Paper URTEC 1926712 presented at Denver, Colorado, 25-27 August 2014.

Lee J., 2012, “*Estimating Reserves in Unconventional Gas Reservoirs*”, Workshop de Tight y Shale Gas Development, realizado por IAPG y la SPE Argentina, del 6 al 7 de Agosto de 2012.

Martínez J. F., Álvarez Claramunt J. I., Meriño J. L., Larsen A. L., 2015, “*Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale formation*”, Paper prepared for presentation at the Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 20-22 July 2015.

Mason G., Morrown J. R., 2013, “*Developments in Spontaneous Imbibition and Possibilities for Future Work*”, Journal of Petroleum Science and Engineering, August 2013.

Sorensen J. 2015, “*Enhanced Oil Recovery (EOR) in Tight Oil: Lessons Learned from Pilot Tests in the Bakken*”, Tight Oil Optimization Workshop Calgary, Alberta, Canada March 12, 2015.

Takahashi S., 2009, “*Water Imbibition, Electrical Surface Forces and Wettability of Low Permeability Fractured Porous Media*”, PhD Dissertation at Stanford Univeristy, September, 2009.

Wang, F.P. and Reed R.M. 2009, Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. Paper presented at the SPE ATCE, New Orleans, Louisiana. SPE-124253-MS.

Wang D., 2013, “*Enhanced Oil Recovery from the Bakken Shale Using Surfactant Imbibition Coupled with Gravity Drainage*”, RPSEA. Presentation held at the Onshore Production Conference: Technological Keys to Enhance Production Operations, October 17, 2013, Long Beach, California.

Wang M., Leung Y., 2015, “*Numerical Investigation of Coupling Multiphase Flow and Geomechanical Effects on Water Loss During Hydraulic Fracturing Flow-Back Operation*”, University of Alberta, Paper 2154838 presented at the URTEC, San Antonio, 20-22 July 2015.

AUTORES

Marcelo Crotti

Título y lugar de estudio: Lic en Química, UNLP, 1978

Empresas en las que hizo su carrera: Trabajó en Inlab S.A., en la Comisión Nacional de Energía Atómica y fue docente de grado de la carrera de Ing. En Petróleo y director de la Especialidad en Ingeniería de Reservorios del ITBA.

Cargo actual: Actualmente es Vice-Presidente y ejerce la Dirección de los Sectores de Desarrollo y Nuevas Tecnologías en Inlab. S.A.

Es miembro de la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG y se desempeñó como presidente de la Comisión de Innovación Tecnológica de dicho instituto.

Es autor de numerosas publicaciones técnicas y del libro “MOVIMIENTOS DE FLUIDOS en reservorios de hidrocarburos”.

En 2009, por sus contribuciones a la Ingeniería de Reservorios, recibió un "Regional Technical Award" en "Reservoir Description & Dynamics" de la SPE

Inés Labayén

Título y lugar de estudio: Lic en Química, UNLP, 1978

Empresas en las que hizo su carrera: YPF, Laqui SRL, Inlab S.A. Inés Labayén SRL

Cargo actual: Socio gerente de Inés Labayén SRL, realizando trabajos de consultoría geoquímica y capacitación profesional para Y-Tec e Inlab S.A

Es autora de numerosas publicaciones técnicas.

