



# EOR en no convencionales

## Pruebas de laboratorio, diseño y modelado de un proceso de inyección de gas en Vaca Muerta

Por Sebastián Grasso, Fernando Tuero (VYP Consultores S.A.), Marcelo Crotti (INLAB S.A.), Sebastián Olmos, Matías Hoffmann, Lucas Pons (Tecpetrol S.A.), George Grinestaff y Chris Barden (Shale IOR LLC)

*Este trabajo fue seleccionado en 3° lugar como el Mejor Trabajo Técnico, Premio "Lic. Eduardo Barreiro" en el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.*

**En este artículo se explora la factibilidad de aplicar técnicas de Enhanced Oil Recovery en Vaca Muerta.**

A pesar de algunos avances significativos en la exploración, la caracterización y la explotación de recursos no convencionales identificados como *shale*, la recuperación final se basa casi exclusivamente en la producción primaria (depleción) con relativamente pocos experimentos documentados que incluyan procesos de recuperación mejorados como un proceso complementario (Sorensen, 2020). Este tipo de explotación tiene un perfil de producción característico que podría dividirse en tres períodos: (i) altos caudales iniciales, (ii) fuerte declinación y (iii) una “cola” de bajo caudal y baja declinación (generalmente, con la instalación de algún tipo de levantamiento artificial). La duración de estos períodos dependerá de las características del recurso (calidad, presiones, etc.) y de la eficacia del tratamiento de estimulación (fracturación hidráulica). Sin embargo, podríamos estimar aproximadamente los períodos de duración mediante el análisis de la tasa normalizada (normalizada por la longitud lateral) a lo largo del tiempo, en pozos tanto en Vaca Muerta como en algunos de los yacimientos *shale* de mayor desarrollo en EE. UU.

En la figura 1 se muestra una superposición del % normalizado del caudal máximo de petróleo, para los proyectos de desarrollo más grandes de Vaca Muerta (puntos, triángulos y líneas continuas verdes) para diferentes campañas de perforación y una línea punteada verde que representa los mismos datos para la cuenca Permian en los EE.UU. Se puede ver claramente cómo existe un comportamiento “Pareto” en el que durante los primeros 2-3 años, el caudal inicial baja a menos del 20%, incorporando cada vez menos recursos adicionales en los años siguientes.

Las líneas azules son algunos de los campos convencionales más grandes de la cuenca neuquina. Se puede ver claramente que estos muestran un patrón diferente, con una disminución más suave (aclaración: el gráfico no se puede usar para juzgar si hay una forma mejor o peor de agotar los reservorios convencionales o no convencionales, solo señala la rápida maduración de los no convencionales). A pesar de que estos pozos pueden alcanzar la comercialidad en tiempos relativamente cortos

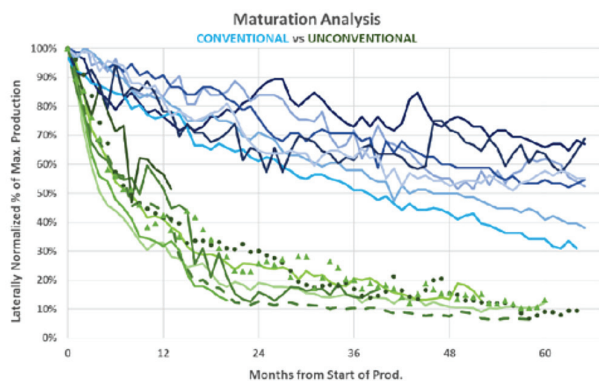


Figura 1. Análisis de Maduración-Campos principales no convencionales en Vaca Muerta (colores verdes) versus activos convencionales en la cuenca Neuquina (colores azules).

(14 a 20 meses según operadores locales, Sagasti, AOG, 2022), si consideramos su condición mecánica, podemos concluir que estos campos “maduran muy rápido” mientras que “todavía están en buena forma”. Teniendo en cuenta que el factor de recuperación de estas formaciones de baja permanente suele ser bajo (del orden del 2% al 10%, Hoffman, 2012) y principalmente por energía primaria, parece un paso casi obvio, al menos considerar métodos para aumentar la recuperación mediante una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR).

En la literatura se informan muchas pruebas piloto e incluso algunos proyectos de tamaño mediano (Bodini, 2018; Balasubramanian, 2018; Jacobs, 2020) que involucran la inyección de agua, inyección de agua/gas mejorada químicamente, líquidos de gas natural (LGN), gas rico/pobre y CO<sub>2</sub>. Sin embargo, el más comúnmente informado y mencionado en la literatura es el gas “Huff n Puff” o CGEOR en el que el mismo pozo alterna inyección y producción y más raramente, el método directo (un pozo inyecta mientras el otro produce).

El flujo de trabajo es el siguiente:

1. Revisión de la literatura técnica y del informe de resultados de EE.UU. de CGEOR, propiedad de IOR de esquisto (2020).
2. Experimento de laboratorio y coincidencia de una ecuación de estado (EOS) para un tipo de fluido de yacimiento de petróleo negro.
3. Modelado:
  - Modelado Numérico Primario (comparación de la historia de la fractura y la etapa de depleción primaria).
  - Análisis de Factibilidad de un proceso de gas Huff n Puff (en un solo pozo).
    - Principales *drivers* y sensibilidades.
    - Optimización de parámetros operacionales.
4. Estimación de los rangos de petróleo incremental en el marco del CGEOR.

## Discusión: ¿podría Vaca Muerta ser un yacimiento adecuado para la Inyección Cíclica de Gas?

El yacimiento de *shale* de Vaca Muerta, ubicado en la cuenca de Neuquén en Argentina, es una roca madre marina prolífica de kerógeno tipo II depositada como parte de un sistema de deposición progradante desde el período Jurásico tardío hasta el Cretácico temprano (Pose *et al.*, 2014; Belobraydic *et al.*, 2017; Licitra *et al.*, 2015). Los espesores van desde los 25 m en las zonas proximales hasta los 450 m en el centro de la cuenca. Debido a su profundidad de soterramiento y migración, tiene una calidad de fluido de clasificación de gas seco a petróleo negro similar a lo que sucede en algunos yacimientos de *shale* de los Estados Unidos: Eagleford, Permian (Figura 2).

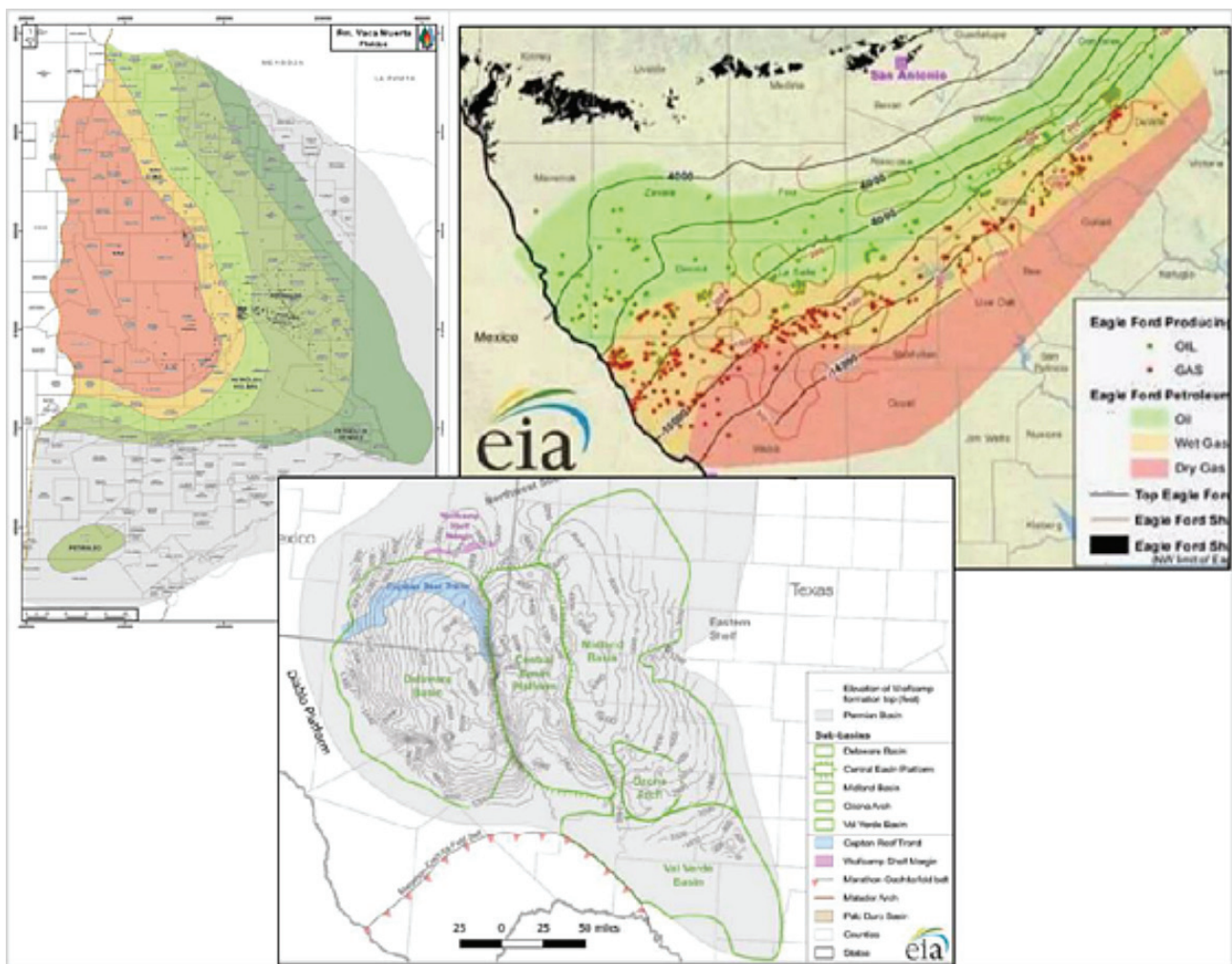


Figura 2. Comparación a escala del yacimiento de *shale* de Vaca Muerta con los dos yacimientos más prolíficos de los Estados Unidos. (Eagleford y Permian).

### Revisión de la literatura técnica y el informe de resultados de CGEOR US (*Shale* IOR, 2020)

Hay muchos documentos técnicos que cubren parcialmente algunos de los principales proyectos de EOR de inyección de gas en las cuencas no convencionales de EE.UU., pero la mayoría de ellos tienen grandes faltantes de información, debido a que solo se puede acceder a datos públicos, que siempre son escasos. Sin embargo, la revisión de dichas publicaciones permite algunas conclusiones, la principal es que el proceso parece tener resultados prometedores, además, durante los últimos cinco años hubo un aumento en el número de proyectos que se estaban implementando (Jacobs, 2020).

La empresa estadounidense SHALE IOR LLC logró analizar el espectro completo del proyecto EOR en curso en las principales cuencas de EE.UU. (Bakken, Eagleford y Permian) utilizando información pública y la combinó con estudios aéreos y de drones propios para localizar los pozos que se estaban inyectando de manera temporal. Su informe exhaustivo (Grinstaff, 2019) incluye la revisión de más de 50 proyectos piloto o proyectos EOR de gas de desarrollo en las tres cuencas. A partir de estos resultados,

no solo se logra comprender mejor los principales parámetros y procesos, sino también mejorar nuestros flujos de trabajo de modelado. Esta información también permitió dar una idea preliminar de los beneficios potenciales y los principales problemas operativos asociados con esta metodología y evaluar su aplicabilidad a Vaca Muerta.

### Experimentos de laboratorio & ajuste de una ecuación de estado (EOS)

Los principales mecanismos del proceso CGEOR son la extracción de componentes volátiles, seguida de hinchamiento de petróleo, reducción de la viscosidad, difusión de gases, reducción de la tensión interfacial, etc. (Thomas, 2019). El primer paso para evaluar si los fluidos de Vaca Muerta son candidatos potenciales para este tipo de método EOR es caracterizar sus propiedades PVT, construir y ajustar una EOS (Ecuación de Estado) y explorar el comportamiento de la inyección de gas a diferentes presiones para obtener rangos razonables de las presiones de miscibilidad mínima para fomentar el efecto del CGEOR.

Como expresan los autores de artículos relevantes sobre este tema, existen dos tipos de lo que se denomina en general la “presión de miscibilidad” de una mezcla de petróleo y gas en los sistemas petroleros, la Miscibilidad al Primer Contacto (FCM), que es la definición “tradicional” y la Multi-Contacto (MCM), que tiene en cuenta la dinámica del proceso de desplazamiento de un fluido de yacimiento por un gas de inyección, mezcla parcial con variaciones de composición local, intercambio de componentes controlado por equilibrios de fase (valores K) y diferentes composiciones que fluyen a diferentes velocidades en el medio poroso (Whitson, 2019). Debido a que el proceso de Huff y Puff (HnP) no es de desplazamiento, el conocimiento y las métricas desarrolladas para tales experimentos de desplazamiento convencionales son menos relevantes.

Los escenarios de tipo *shale* tienen algunas características muy difíciles de reproducir de forma representativa a escala de laboratorio. Sin embargo, las mediciones de laboratorio son útiles, ya que a veces permiten aislar mejor los efectos para obtener información sobre cómo un fenómeno específico afecta el comportamiento del sistema, utilizando fluidos y rocas reales.

Algunas limitaciones del laboratorio son las siguientes:

- No es posible “limpiar” la roca de sus fluidos nativos y volver a saturarla homogéneamente con un nuevo fluido, ya que el proceso de “limpieza” incluye los componentes adsorbidos/dispersos en el kerógeno cuya eliminación por lavado se realiza de una manera totalmente diferente a la de la “producción” por agotamiento. Además, el proceso de resaturación con un fluido “acondicionado” encontraría trazas del fluido original, dando lugar a una distribución no homogénea de los componentes.
- Los “equilibrios” líquido-vapor ocurren muy rápido (debido a la gran superficie de contacto), pero generalmente son incompletos a causa de la baja permeabilidad de la roca. En otras palabras, mientras que se espera que se alcance rápidamente una composición de pseudoequilibrio entre el gas que se inyecta y el líquido en contacto, se espera que la difusión posterior, para homogeneizar todo el fluido, sea lenta.

Por lo tanto, los resultados de laboratorio son más adecuados cuando se utilizan en términos relativos que en términos absolutos, ya que las geometrías y los tiempos de contacto son diferentes a los del yacimiento y los resultados pueden no ser escalables si los equilibrios termodinámicos no son completos. En lugar de la tradicional “presión de miscibilidad”, los experimentos realizados tienen la intención de estimar razonablemente una “presión mínima de inyección” para “maximizar la extracción” de componentes volátiles, para un conjunto de roca-fluido dado.

## Flujo de trabajo de laboratorio

El experimento de laboratorio se estructuró de acuerdo con la siguiente secuencia:



Figura 3. Procedimiento de laboratorio para generar la muestra de roca triturada.

1. Fragmentación del material a una malla de 2 a 4 mm, con el fin de obtener suficiente material uniforme, permitiendo estudios comparativos sobre la misma calidad de muestra, ya que trabajar en “tapones” convencionales no garantizaría que los fluidos retenidos en diferentes muestras pudieran ser comparables (Figura 3).
2. Carga de la muestra en la celda de medición y del gas en probeta y calentamiento del sistema a la temperatura media del depósito (mientras se eleva la presión en la celda de medición a la presión de prueba).
3. *Soaking* durante una hora después de alcanzar la temperatura y presión de trabajo.
4. Extracción de una alícuota de gas de la celda de medición y recogida en una bolsa de Tedlar con un contenido adecuado de Tolueno, para retener los componentes “pesados” del gas.
5. Reposo adicional para extracción de muestras a las 24 y 48 horas de contacto entre el gas y la roca fragmentada.
6. Repetición de toda la secuencia, a partir del punto 4, a dos “presiones de contacto” más. Sobre las muestras de gas extraídas, se realizó una medición cromatográfica del gas y líquido en equilibrio a temperatura ambiente, con cuantificación de masa mediante la adición de patrón interno (n-C10).

La muestra triturada se tamizó sistemáticamente para retener los fragmentos entre las mallas ASTM de 2 mm y 4 mm. El material se almacenó en un frasco de vidrio con tapa hermética y se mantuvo en un refrigerador para minimizar posibles pérdidas adicionales de agua o hidrocarburos debido a la evaporación. Con el material colectado se prepararon tres muestras de aproximadamente 150 g, las cuales fueron utilizadas en los tres bucles.

Con el material restante, la cantidad y la composición de los hidrocarburos retenidos se obtuvo mediante molienda adicional en un tubo cerrado y extracción por contacto con diclorometano.

## Resultados de laboratorio

Los resultados composicionales de esta primera secuencia de mediciones se muestran como fracción molar en la figura 4.

A pesar de un cambio importante en la extracción

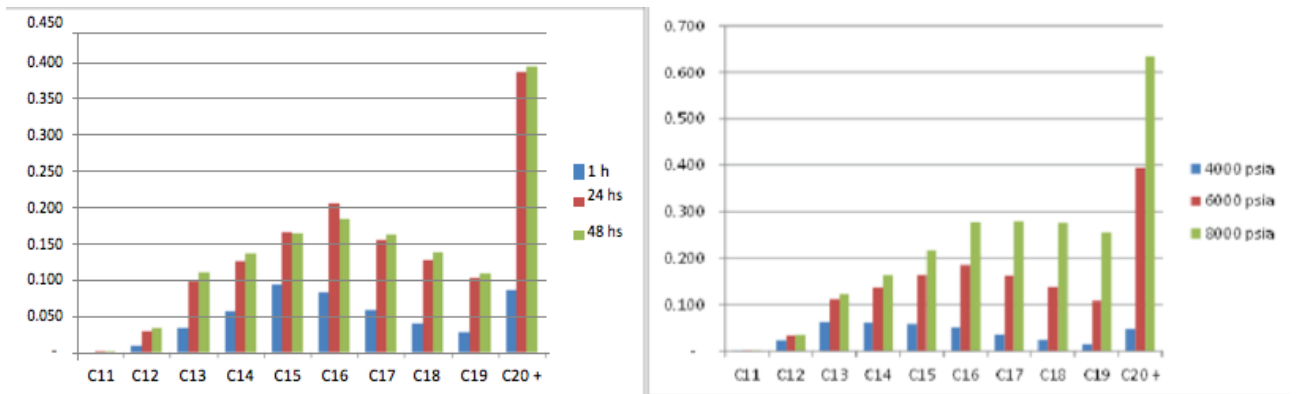


Figura 4. Izquierda: Sensibilidad al tiempo de contacto @6000 psi. Derecha: Sensibilidad a la presión @tiempo de contacto 24 horas.

de componentes entre 1 y 24 h, no se observan cambios significativos en las siguientes 24 h, por lo que se puede concluir que el equilibrio líquido-vapor entre el líquido disperso en la roca y el gas inyectado en la celda, procede relativamente rápido a pesar de que el sistema se mantuvo estático durante todo el período. El segundo experimento se realizó utilizando una presión más baja (4000 psia) y, aunque la cantidad de componentes “pesados” extraídos en el gas, fue marcadamente menor que la obtenida a 6000 psia, se mantuvo la tendencia a alcanzar el equilibrio vapor-líquido en las primeras 24 horas.

En consecuencia, el tercer análisis se realizó a 8000 psia y tiempos más cortos, con muestras tomadas a 1 h, 6 h y 24 h. Se extrajo una mayor cantidad de componentes “pesados” y, los tiempos de equilibrio líquido-vapor se ubicarían cerca de las 24 horas, como sugieren los dos estudios iniciales.

La cantidad de masa extraída continuó incrementándose con el aumento de la presión de contacto, lo que llevó a la conclusión esperada de que cuanto mayor es la presión de trabajo, más efectivo es el mecanismo de

extracción de petróleo por volatilización de componentes intermedios durante el proceso EOR por inyección de gas.

Es preciso aclarar que este análisis no contempló la composición real del fluido del yacimiento (solo se conservan componentes con más de 11 átomos de carbono). Por lo tanto, para la simulación, se calcularon los equilibrios líquido-vapor teniendo en cuenta la composición “completa” del petróleo.

## Modelado numérico

Durante la última década, se han propuesto una gran cantidad de metodologías y técnicas diferentes para modelar el no convencional y optimizar los tratamientos de terminación, desde simples «RTA» analíticos (Análisis de Transientes de Caudales), hasta complejos modelos geomecánicos y de flujo acoplados integrados de múltiples pozos y múltiples celdas. Como siempre sucede en el modelado de sistemas complejos, existe una «compen-

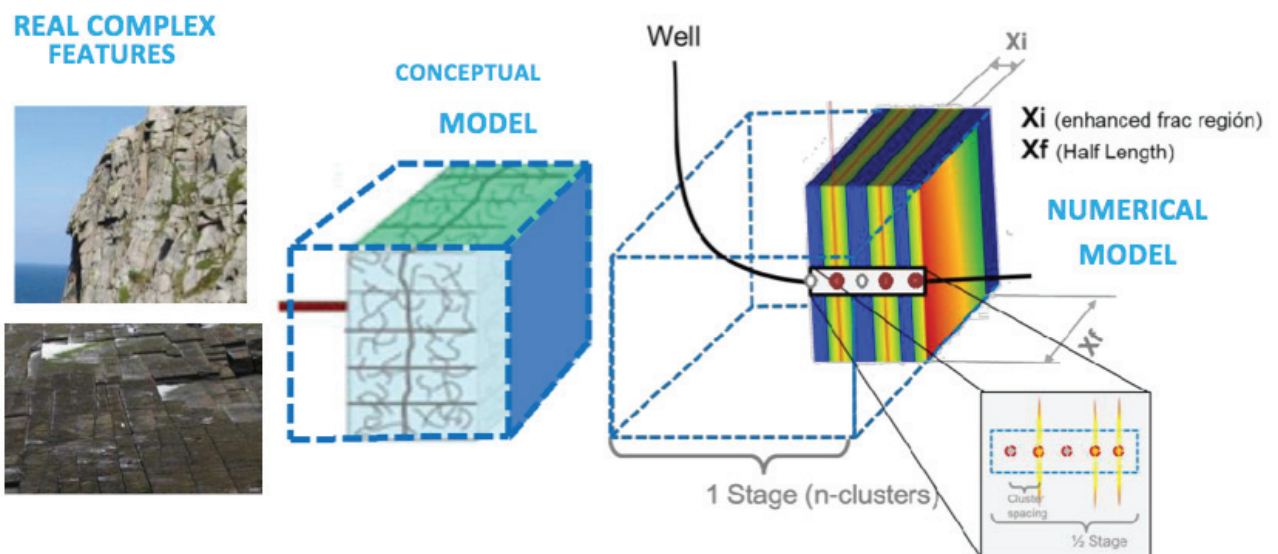


Figura 5. Representación de los modelos real, conceptual y numérico para simular el proceso de CGEOR.

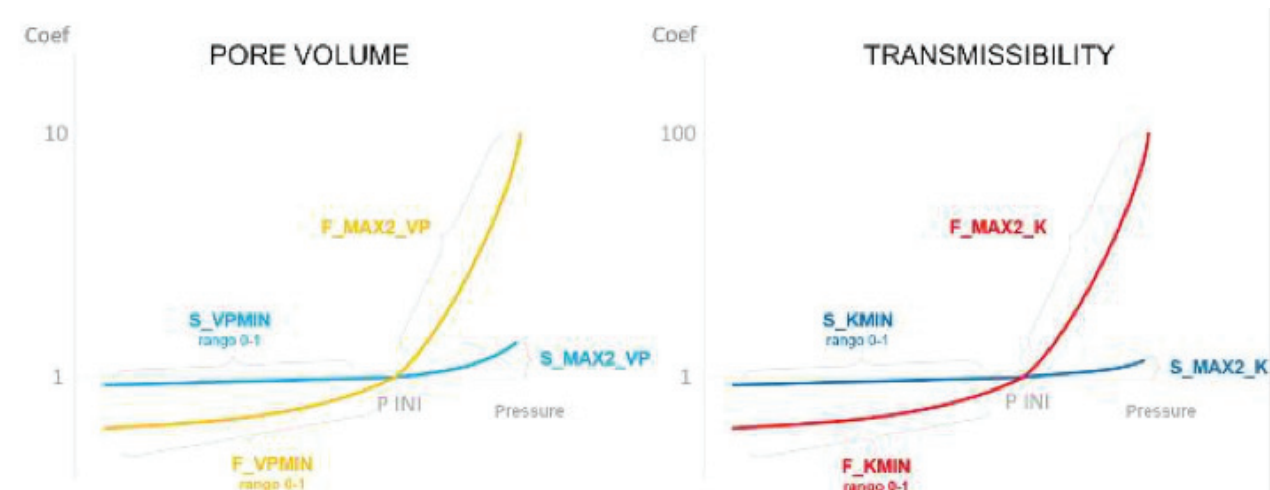


Figura 6. Funciones geomecánicas utilizadas para modelar el flujo de fracturas y las propiedades de transporte.

sación» entre incluir todas las características geológicas complejas y los fenómenos físicos relevantes y obtener resultados en tiempos razonables, generalmente con recursos limitados.

Para este trabajo, se utilizó un “modelo híbrido” que contiene planos de fractura explícitos junto con una grilla 3D de doble porosidad y permeabilidad dual en un simulador numérico composicional. Se supone que un elemento de simetría (1/4 de una etapa y 10.000 celdas de la cuadrícula) es una porción representativa de un pozo horizontal multifracturado, al tiempo que se asigna la mayor parte del esfuerzo de modelado para incluir adecuadamente los principales fenómenos fisicoquímicos necesarios para representar la compleja interacción del fluido con la matriz y las redes de fracturas naturales e hidráulicas. La grilla incluye los elementos de fractura necesarios representados como planos de fractura explícitos y una cuadrícula 3D espaciada logarítmicamente

con propiedades variables con la distancia a las fracturas, la posibilidad de variar la eficiencia y el espaciado del “cluster” y variar tanto la región de fractura mejorada (Enhanced Frac Region, Xi) como la longitud media de fractura (Xf) (Figura 5). Cada región (matriz y fracturas) tiene tablas de modificación geomecánica independientes tanto para la porosidad (inflado y desinflado) como para la permeabilidad (mejora durante la fracturación o inyección y degradación durante la producción).

Los principales fenómenos capturados en el modelo son los siguientes:

- Estimulación hidráulica inicial: a medida que se inyecta agua, los efectos capilares fomentan la imbibición que permite modelar la producción temprana de petróleo (se necesita histéresis en las funciones de saturación para modelar tales fenómenos). Adicionalmente, se incluye la variación en el volumen poral y la permeabilidad tanto de las fracturas hi-

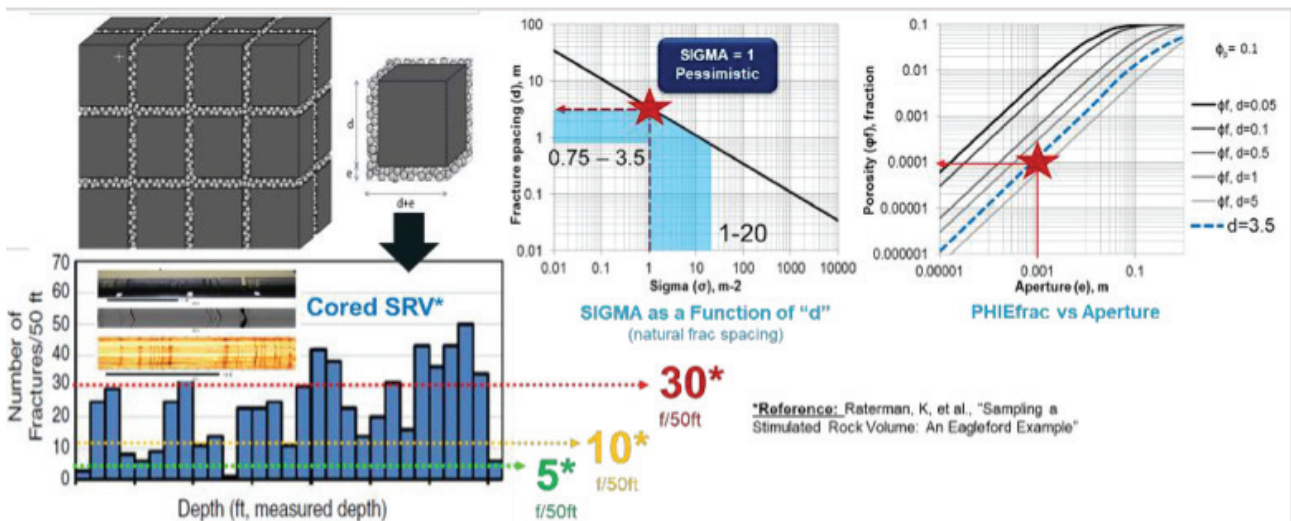


Figura 7. Flujo de trabajo y fuentes de datos para poblar el modelo de fracturamiento (SIGMA) y la porosidad de fracturas.

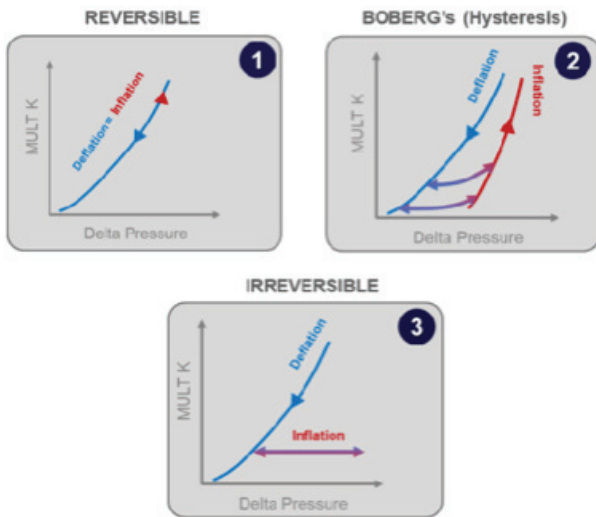


Figura 8. Posibilidades de modelado de histéresis mecánica (se seleccionó el modelo N° 2, con histéresis).

dráulicas como de la revitalización de las fracturas naturales a través de las propiedades geomecánicas (Figura 6) y un rango del parámetro SIGMA (factor de acoplamiento de fracturas naturales, que es una especie de relación área/volumen).

- Utilizando datos estadísticos de uno de los HFTS en Eagleford (Raterman, *et al.* 2018), se asumió un rango razonable de SIGMA y luego se usó como parámetro de coincidencia histórica dentro de esos límites. En la figura 7 se muestra la lógica detrás de los rangos efectivamente utilizados para el ajuste en ambos parámetros geomecánicos, como la permeabilidad dependiente de la presión (PDP), Volumen Poral dependiente de la presión (PDPV) (arriba) y SIGMA versus apertura de fractura (abajo).
- Producción primaria: estas propiedades geomecánicas y de flujo “mejoradas” se revierten gradualmente siguiendo una trayectoria descendente a través del conjunto mecánico de curvas con histéresis (Figura 8).
- Inyección cíclica de gas: por un lado, como esperamos la necesidad de modelar interacciones complejas de fluidos cuando se inyecta un fluido potencialmente miscible, el modelo debe ejecutarse en modo composicional. Por otro lado, y lo más importante, las propiedades geomecánicas mencionadas deben modelarse mediante histéresis mecánica, ya que los ciclos posteriores de inyección o producción que “inflarán” o “desinflarán” el Volumen de Reservoir Estimulado (SRV) con el tiempo. Este proceso podría modelarse como completamente irreversible, el peor de los casos es para la inyección de gas, totalmente reversible o con histéresis, utilizando diferentes curvas envolventes que podrían modificarse (Figura 8). Para los escenarios de simulación EOR, se incluyeron sensibilidades, con el fin de evaluar toda la gama de resultados posibles.

## Ajuste histórico y modelado de etapa de depletación primaria

Se seleccionó un pozo horizontal multi-etapa aislado (no un pad de múltiples pozos) ubicado en el área de fluidos de la ventana de petróleo negro de Vaca Muerta, como candidato potencial representativo para evaluar un proceso CGEOR. Los 1600 m (5500 pies) de longitud lateral se fracturaron utilizando arena natural y *slickwater* y el pozo fluyó naturalmente durante aproximadamente 1,5 años. El tratamiento fue HDF (fractura de alta densidad) con un bajo espaciado entre clusters (XXm), 40 bbl/ft de intensidad de fluido y 2000 lbs/ft de intensidad de agente apuntalante (proppant). La historia de la producción de petróleo, agua y BHP muestra el comportamiento típico de Vaca Muerta con un pico de petróleo inicialmente alto, seguido de una fuerte declinación.

Se intentó un ajuste inicial utilizando el análisis numérico de RTA para tener valores “aproximados” en algunos de los parámetros críticos, como en el dimensionamiento del tratamiento de fractura, como  $X_i$ ,  $X_f$ , eficiencia de clúster, permeabilidad de matriz y de fractura, comportamiento geomecánico, etc. para construir rangos razonables de input para el modelo numérico y realizar un ajuste histórico asistido o *Assisted History Match* (AHA).

Los principales parámetros que se desprendieron del análisis del AHA fueron los siguientes (Figura 9):

El ajuste numérico multifásico de RTA fue algo sencillo y los resultados fueron razonables para esa zona de Vaca Muerta ( $X_f$  en el orden de 100 m, región  $X_i$  mejorada de unos pocos metros aprox. 10 m, permeabilidades de matriz y SRV en el rango de 200 y 1000 nD, respectivamente, porosidades en el rango del 10%, baja  $S_w$  inicial de aprox. 20% y curvas de permeabilidad relativa típicas de matriz “tipo cárcel” sugeridas para estas formaciones *shale* o *tight* (Esmail, 2020).

Dichos valores se introdujeron en nuestro modelo numérico y la producción histórica se dividió por 88, debido al uso de 1/4 de etapa (el factor de conversión

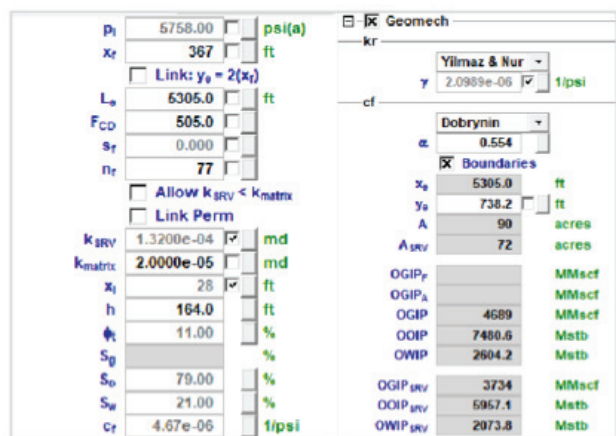


Figura 9. Parámetros de ajuste del caso base RTA (utilizados como semilla en el primer enfoque del modelo numérico).

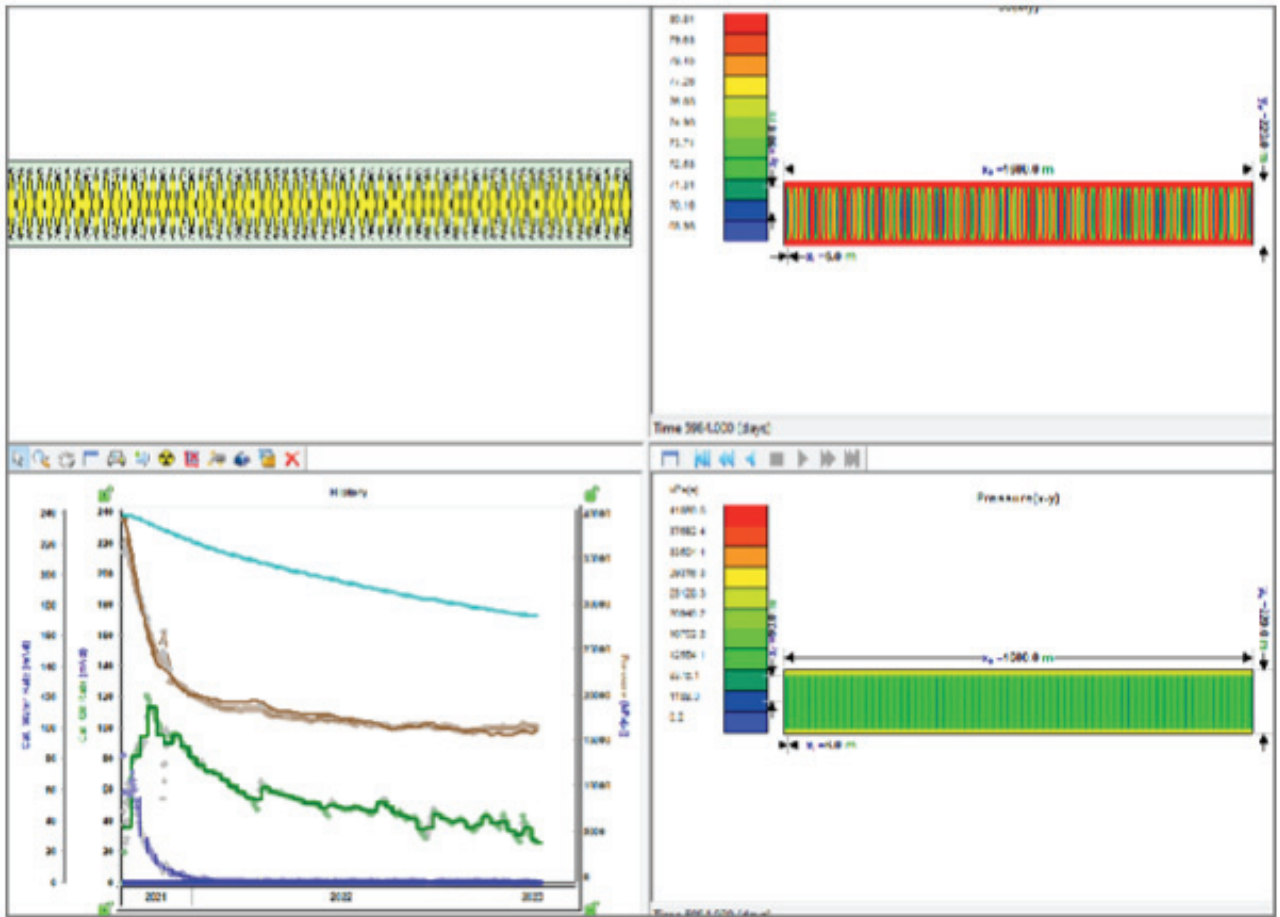


Figura 10. Resultados del ajuste de historia RTA multifase numérico.

para pasar de la etapa completa a la etapa de 1/4 en el modelo es 88, calculado como  $N_{ro} \text{ Etapas} \times 4 = 42 \text{ etapas} \times 4 = 88$ .

Al utilizar estos parámetros resultantes de RTA derivados como entradas para el modelo de simulador numérico composicional 3D, el ajuste histórico resultante (llamémosle “primera pasada”) no fue, por supuesto, exactamente igual que el ajuste de RTA. Este comportamiento es esperado, ya que el modelo RTA y el numérico 3D, tratan de manera diferente varios fenómenos físicos,

como presiones capilares e histéresis de saturación, doble porosidad, doble permeabilidad, grillado y no considera el agua inyectada durante el proceso de fracturación hidráulica. Esta corrida de primera pasada o *First Pass*, logra igualmente una buena aproximación respecto de los fluidos producidos acumulados, pero tuvo varios problemas en el ajuste de agua, caudales máximos de petróleo y las BHP fueron sustancialmente más altas que las históricas (provenientes de las WHP y convertidas con ecuaciones de flujo vertical multifásico). En la figura 11

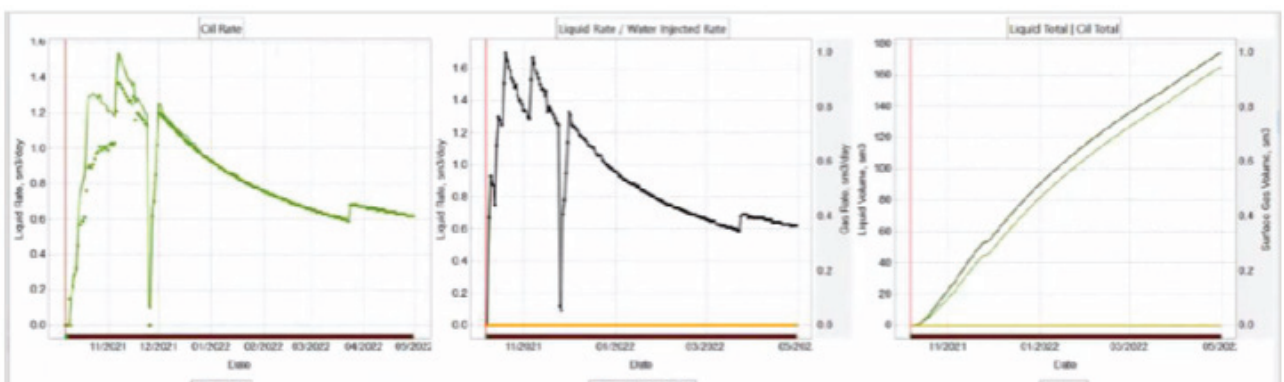


Figura 11. Production History and Bottomhole pressures for the 1/4 stage symmetry element of the selected Vaca Muerta well.



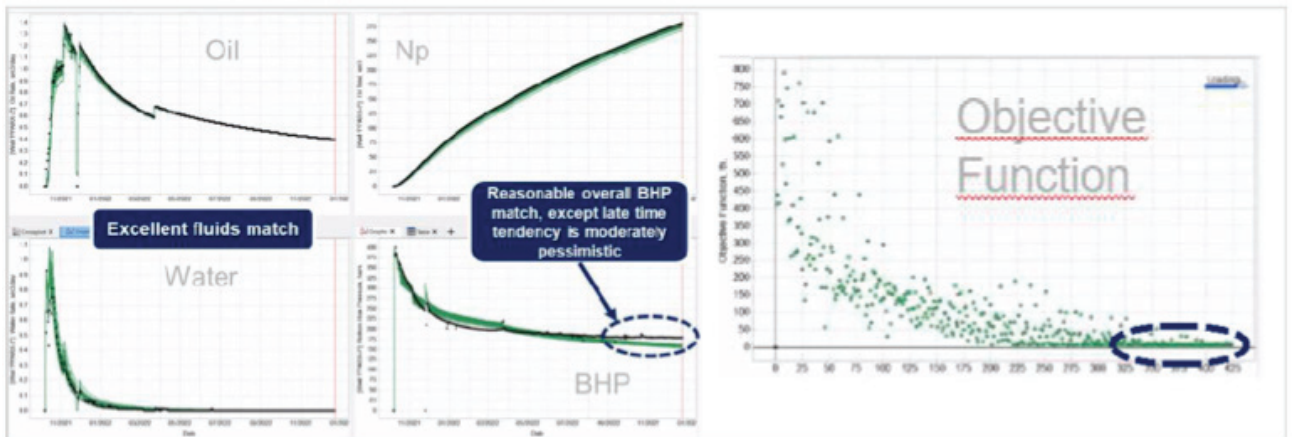


Figura 12. Resultados del ajuste del 1er ciclo (izquierda: 30 mejores ejecuciones de la función objetivo) - Derecha: gráfico de convergencia de la función objetivo vs. número de ejecuciones

se muestra los ajustes del modelo numérico *First Pass*.

Para que la historia coincida con nuestro modelo numérico, se mantuvieron casi inalterados los principales parámetros utilizados en el análisis de RTA que se asociaron con las características del reservorio, como el espesor, la porosidad, la compresibilidad total inicial, la saturación de agua, la permeabilidad de la matriz y las relativas. Luego, se seleccionaron los parámetros más inciertos y de alto impacto, como la permeabilidad de la grilla de fractura, la longitud media de la fractura, el comportamiento geomecánico y el SIGMA para utilizar-

los como parámetros de ajuste.

El algoritmo seleccionado para el muestreo fue *Particle Swarm Optimization* y la Función Objetivo adoptada fue aquella que consideró los caudales de petróleo, agua y las BHP, con pesos iguales durante todo el historial de producción. En la Figura 12 se muestra una selección de 30 de 500 corridas que minimizan la Función Objetivo (OF) (es decir, el mejor ajuste histórico).

El segundo loop (HM#2), tenía como objetivo obtener una mejor coincidencia de BHP en la etapa tardía de los datos, supuestamente más influenciada por los

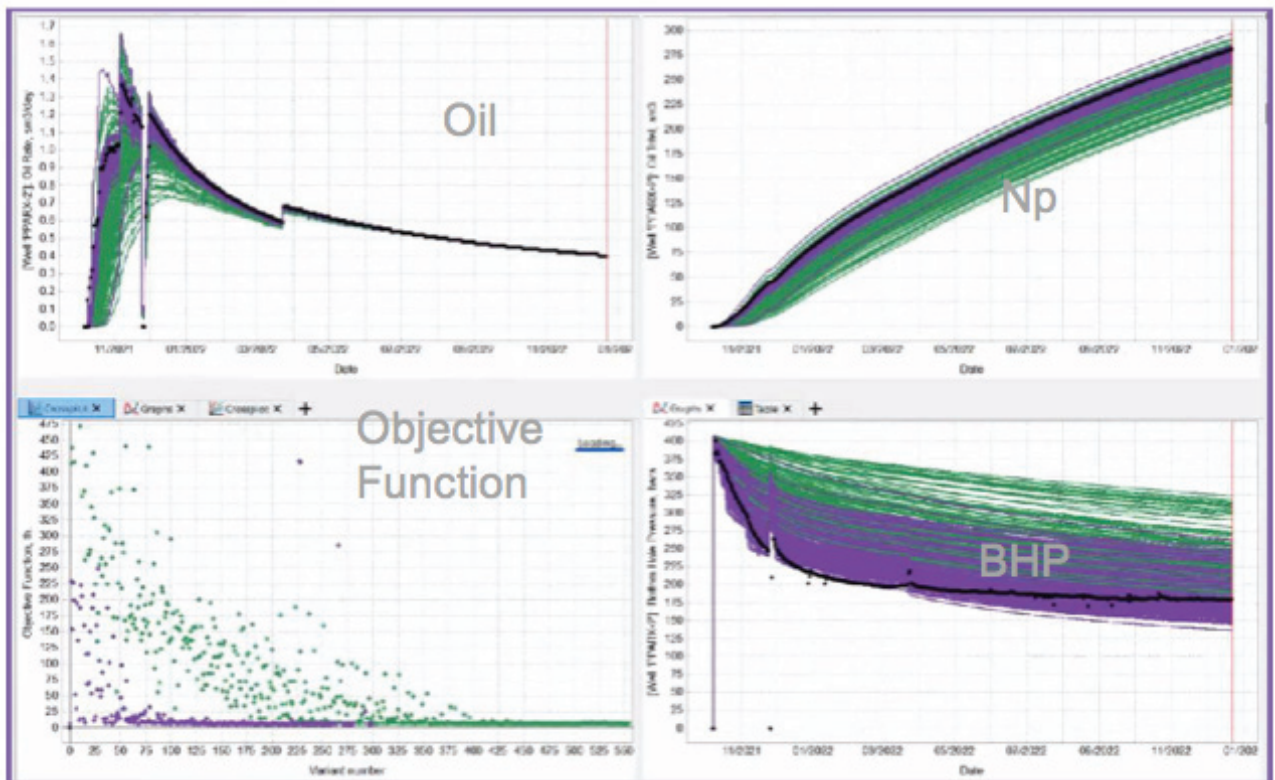


Figura 13. Resultados del ajuste del 2º ciclo (violeta) con HM#1 en verde.

parámetros matriciales (volumétricos). Por lo tanto, se inicializó la corrida utilizando como semilla los mejores parámetros de corrida del 1<sup>er</sup> loop (HM#1) y se incluyeron dos nuevos parámetros (Permeabilidad de Matriz y Porosidad de Matriz), variando entre 100 a 800 nD y 6 a 11%, respectivamente. En la figura 13 se muestra los resultados de HM#2 en morado, mientras que se mantienen los de HM#1 en verde para fines de comparación. Los fluidos se ajustan de manera similar a HM#1 (por lo que reemplazamos el gráfico de agua inferior izquierdo de la figura por el de la función objetivo para observar mejor la evolución del ajuste).

El tercer loop (HM#3) de 400 corridas, se construyó utilizando una combinación de los parámetros de mejor ajuste de HM#2 como semilla, incluyendo nuevos parámetros de terminación inciertos, como la eficiencia de los punzados o *clusters* (ya que no necesariamente todos los clusters son efectivamente estimulados creando un enjambre de fracturas) y la ubicación (posición en el elemento de 1/4 de etapa, ver figura 5),  $X_i$  (Región de fractura mejorada que representa qué tan lejos del *cluster* hay una matriz estimulada) y SIGMA. El algoritmo de ajuste se cambió de PSO a Evolución Diferencial para favorecer la combinación de parámetros. En la figura 14 se muestra el circuito completo (en gris) y el grupo de las mejores 40 corridas resaltadas en marrón.

El conjunto final ajustado es una combinación de los tres loops, utilizando diferentes parámetros de entrada con rangos altos y bajos, produciendo una serie de

corridas equi-probables y ajustadas de manera similar. Este conjunto se utilizará para producir pronósticos de producción primaria para obtener un rango EUR contra el cual comparar las recuperaciones bajo el esquema de EOR de gas cíclico (CGEOR).

Al explorar las distribuciones de parámetros de mejores ajustes de entrada de la figura 15 (construidas con los valores sucesivos que tomó cada parámetro de ajuste para cada una de las 500 corridas del loop HM#3) vemos que, a pesar de que hay variaciones, estas tienden a ser algo estrechas (por ejemplo: el rango  $X_f$  va de 98 a 110 m). La eficiencia de clusters (cuántos clusters toman fluido y arena) converge claramente a solo dos clusters. Además, las distribuciones probabilísticas de entrada no muestran formas muy sesgadas a uno de los límites (izquierda ni derecha), lo que significa que los rangos de entrada iniciales eran lo suficientemente amplios como para encontrar una buena solución dentro de esos límites. Por el contrario, las distribuciones muy sesgadas pueden ser un síntoma de la elección de límites superiores o inferiores demasiado estrechos. En esos casos, el algoritmo encuentra una mejor tendencia de coincidencia hacia uno de los límites, mejorando la Función Objetivo, e intenta “empujarla” más allá, concentrando el número de corridas solo en ese extremo.

Debido a que los datos históricos de BHP para el pozo nunca bajan de la presión de la burbuja, se debe tener en cuenta una consideración adicional para pronosticar la producción primaria. Es decir, al no haber saturación

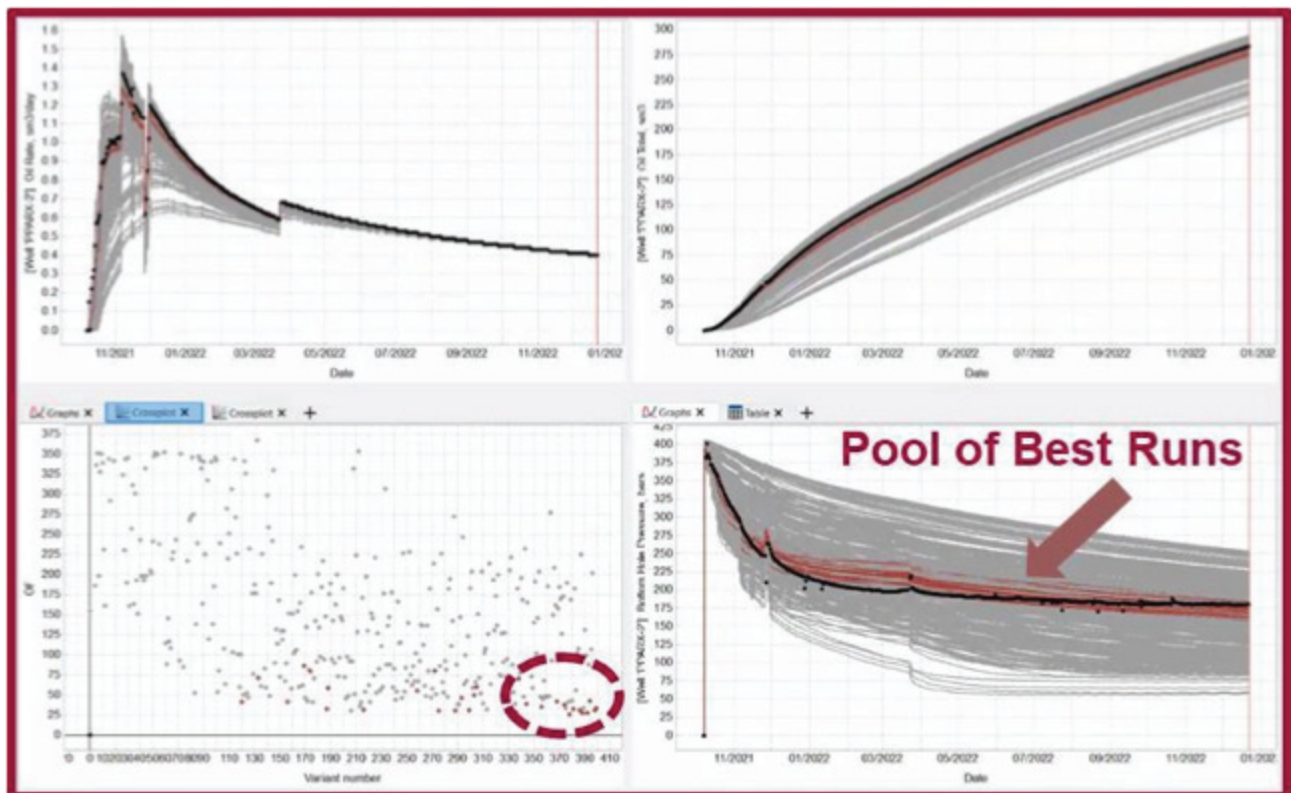


Figura 14. Resultados del ajuste del 3<sup>er</sup> ciclo (marrón) con no seleccionados en gris.

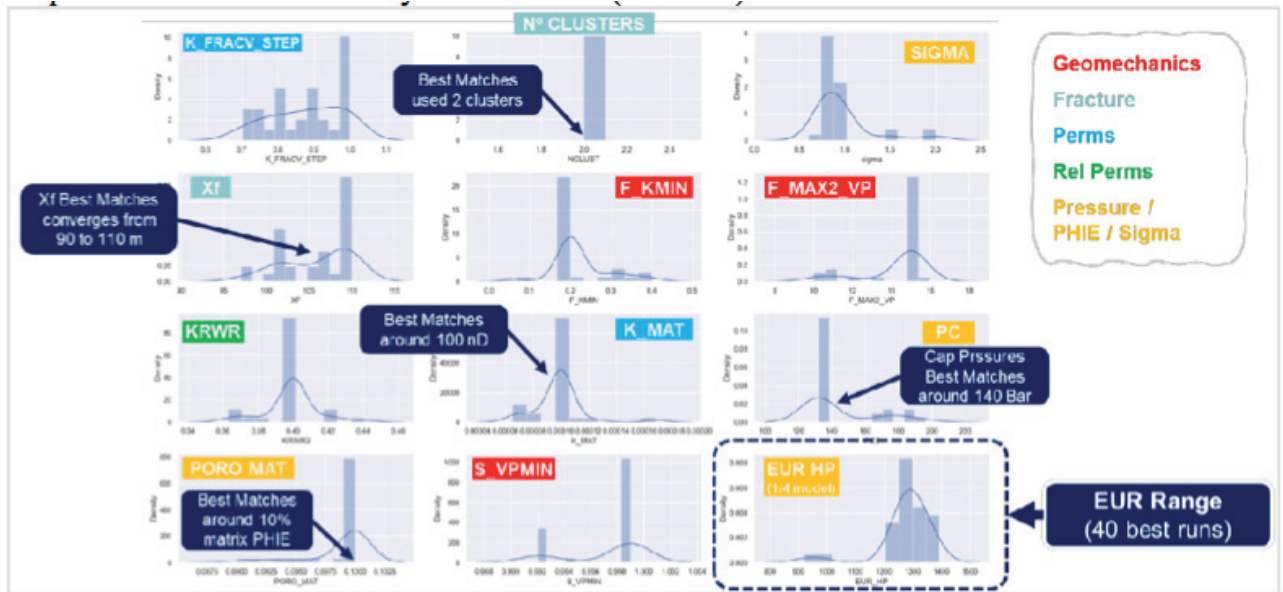


Figura 15. Resultados de ajuste de historia RTA multifase numérico del tercer ciclo (marrón) con los no seleccionados en gris.

de gas libre durante nuestro período histórico de producción, no se puede evaluar el impacto de las permeabilidades relativas gas-petróleo ni de las presiones capilares (g-p). Sin embargo, para pronosticar el EUR primario, la BHP suele estar por debajo de la presión de la burbuja.

Por lo tanto, para tener en cuenta el impacto en la BHP, se toma un perfil de depletación inicial agresivo seguido de una BHP constante de 50 bar (700 psi) tratando de imitar la instalación de un sistema de levantamiento artificial a partir aproximadamente de mediados de 2027.

Del mismo modo, las relativas Gas Petróleo, que no afectan al proceso de ajuste histórico inicial, sí tiene un impacto en la estimación del EUR primario del caso base y seguramente afectará a la evaluación del proceso CGEOR. Para tener en cuenta esto, agregamos un conjunto de combinaciones de Rel Perms de Gas Petróleo para cubrir rangos razonables de los parámetros más impactantes, como Nog (Corey Oil-Gas Exponent), Ng (Corey Gas Exponent) y Sorg (Residual Oil by Gas Dis-

placement). En la figura 16 se detallan los parámetros de las 8 combinaciones diferentes y el pronóstico del pozo (a 15 años) con el rango de EUR primario. Es importante tener en cuenta que las corridas 24\_04 (alta/baja movilidad gas/petróleo y mayor petróleo irreducible, 40%) y 42\_03 (baja/alta movilidad gas/petróleo y menor petróleo irreducible, 30%) deberían representar los extremos, es decir, los casos de recuperación mínima y máxima, respectivamente.

El rango de EUR@15yrs del pozo va de 95 a 130 k.m3 (600 a 800 th.bbls). A efectos comparativos únicamente, el RTA pronosticaba EUR en condiciones equivalentes de caudales y rel perms, fue equivalente a los valores más altos del rango antes mencionado (lo que significa que para este ejemplo, el RTA sería un método optimista respecto del numeric composicional).

## Análisis de factibilidad de un proceso de gas Huff & Puff

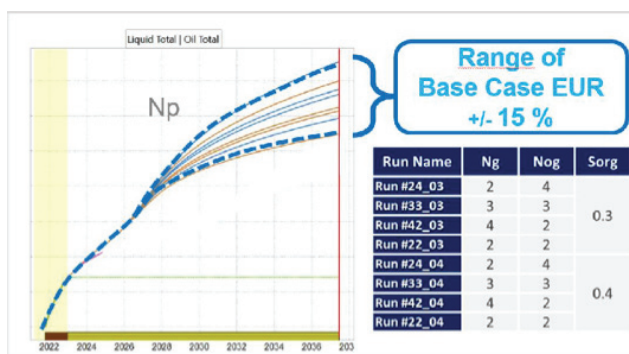


Figura 16. Pronósticos de agotamiento primario para un escenario de BHP y 8 combinaciones diferentes de permeabilidad relativa al gas.

En esta sección se analiza el potencial de la Inyección Cíclica de Gas EOR (CGEOR) en Vaca Muerta como un medio para mejorar las recuperaciones finales actuales de los pozos de petróleo de *shale*. Esta metodología ha demostrado ser exitosa en algunos proyectos de cuencas de *shale* estadounidenses durante la última década, por lo que este trabajo tiene como objetivo analizar si las características de roca, fluidos y terminaciones encontradas en Vaca Muerta la convierten en una buena candidata para CGEOR. Para hacer esto, hemos utilizando un modelo numérico ajustado con la historia antes mencionada y probando diferentes hipótesis de trabajo en un solo pozo de petróleo de *shale* horizontal de múltiples fracturas.

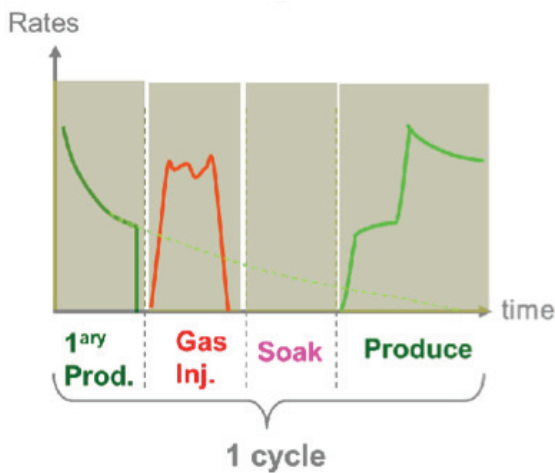


Figura 17. Etapas esquemáticas (programación) de un proceso de EOR de gas cíclico.

Una alta proporción de superficie expuesta de la matriz (alta complejidad de fractura) aumentará la capacidad de mezcla del gas inyectado con el petróleo del yacimiento, hinchando la «mezcla más ligera» resultante y extrayendo componentes. Este podría ser el principal mecanismo de incremento de CGEOR (Hoffmann, T., 2019) seguido de otros fenómenos importantes como el drenaje asistido por gravedad (GAD) del SRV, reducción de la tensión interfacial logrando miscibilidad reduciendo la viscosidad y la re presurización del medio. Algunos mecanismos contribuirán más o menos dependiendo del tipo de fluidos del yacimiento, la composición del gas, las características de la roca, la terminación del pozo, las consideraciones operativas (velocidades de inyección, volúmenes, tiempo y presiones).

Por lo tanto, se vuelve de gran importancia comprender mejor esas interacciones en el entorno de roca y fluidos de Vaca Muerta, así como llegar a un diseño operacionalmente óptimo para proponer una prueba piloto eficiente para confirmar/descartar lo que funciona y lo que no para eventualmente perseguir un desarrollo a escala (full field) con EOR en pozos múltiples (pads).

### Modeling of the CGEOR Process

Para comprender mejor la contribución de los principales fenómenos y parámetros operacionales al proceso EOR, seleccionamos una corrida representativa (con parámetros de entrada promedio) y explorar la sensibilidad del tratamiento a:

**Parámetros operacionales (Schedule):** Tiempo/volumen de llenado, tiempos de ciclo de Huff & Puff, caudales de inyección de gas, presiones de inyección y/o producción, tiempo de cierre (*soaking*) y número de ciclos. En la figura 17 se muestra una vista esquemática de un ciclo del proceso CGEOR. Después de un cierto período de producción, se realiza una inyección (Huff) que es la primera necesaria para el período de “llenado”, seguida de un cierre opcional (denominado *soaking*) y terminado por un período de producción (Puff).

Para evaluar el impacto de los parámetros operacionales, se utilizó un algoritmo de búsqueda en grilla (con una ejecución representativa del conjunto HM primario) para explorar el impacto individual en cada uno de ellos. En la figura 18 se muestra las recuperaciones incrementales de CGEOR para múltiples combinaciones de tiempos de ciclo, presiones y caudales de inyección de gas bajo un cronograma de presiones similar (schedule). El rango de EUR incremental es amplio, lo que muestra un alto impacto de los parámetros de diseño operativo.

En la figura 19 se observa el impacto individual de cada parámetro principal con respecto al EUR@15yrs. Una conclusión casi obvia, que también se describe en la literatura técnica disponible (Thomas, 2019) es que el parámetro de mayor impacto es la tasa de inyección de gas. Esto se debe a que cuanto mayor es la tasa, mayor es el volumen de gas y la presión obtenida durante un tiempo determinado, lo que facilita la miscibilidad y potencia los mecanismos de mezcla/hinchamiento. Sin embargo, lograr altas tasas (y presiones) es algo que conlleva un costo (compresión) y también presenta muchos desafíos técnicos y operativos que limitan la mejora que se puede lograr.

Adicionalmente, la presión de inyección (BHP Puff) parece ser indistinta para el rango seleccionado. El pe-

Parameter	Low Range	High Range	Unit	Algorithm
Fillup Time	80	300	days	Grid Search
Huff Time	20	120	days	
Puff Time	20	120	days	
BHP <sub>puff</sub>	150	300	bar	Latin Hypercube
Iny. Gas Rate	25	110	km3/d	

50 runs

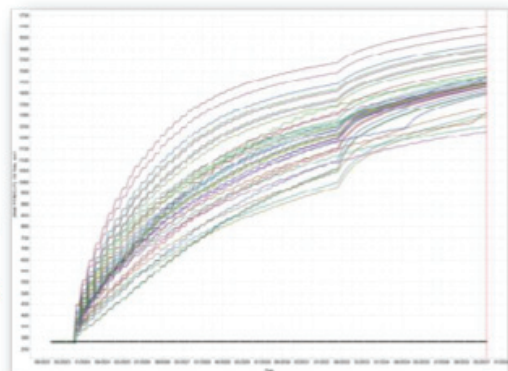


Figura 18. Ejecuciones de sensibilidad para analizar el impacto de los parámetros operativos en CGEOR.

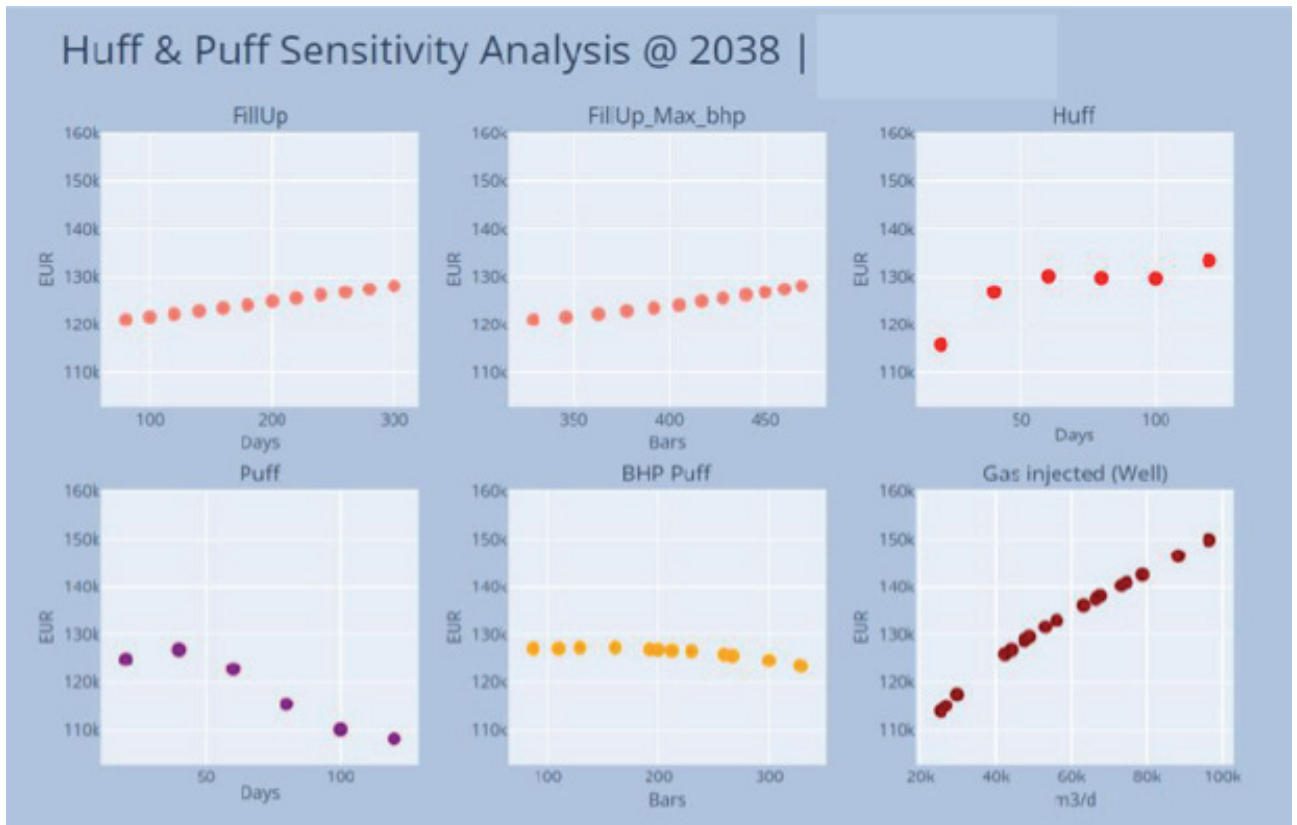


Figura 19. Sensibilidad de CGEOR a Parámetros Operativos (Programación) y su impacto en EUR.

ríodo Huff tiene una especie de meseta de 40 a 100 días, mientras que el período Puff parece tener un valor “óptimo” en períodos más cortos, aproximadamente de 30 a 40 días. El tiempo de cierre (*soaking*) se dejó fuera del análisis, ya que en general es perjudicial para las recuperaciones. Se consideró un experimento separado con diferentes tiempos de remojo (sin remojo, 15d y 30 d, ver figura 20) apoyando la conclusión de que no conviene realizar un cierre intermedio entre el Huff y el Puff. Esto podría explicarse por el rápido equilibrio termodinámico que se produce en la vasta y compleja red de fracturas que proporciona un área de mezcla suficiente. Los experimentos de laboratorio también lo demostraron, ya que después de 24 h de remojo, no se observaron cambios significativos en la composición (Figura 4). Sin embargo, hay que tener cuidado de extrapolar tal conclusión, ya que el laboratorio favorece esto, con mayores proporciones de área superficial (roca triturada).

*Nota sobre la duración de los ciclos:* en este trabajo, para simplificar, hemos considerado que todos los ciclos son iguales y que los límites de BHP durante la inyección varían con el tiempo. A medida que el proceso evoluciona, se espera que el fluido del yacimiento cambie su composición (al menos en la vecindad del volumen estimulado), por lo tanto, es posible que sea necesario adaptar los períodos de Huff y Puff a lo largo del tiempo

(diferentes duraciones de ciclo). Si la composición del fluido del yacimiento se vuelve “más pesada” después de cada ciclo, entonces, es razonable esperar que los ci-

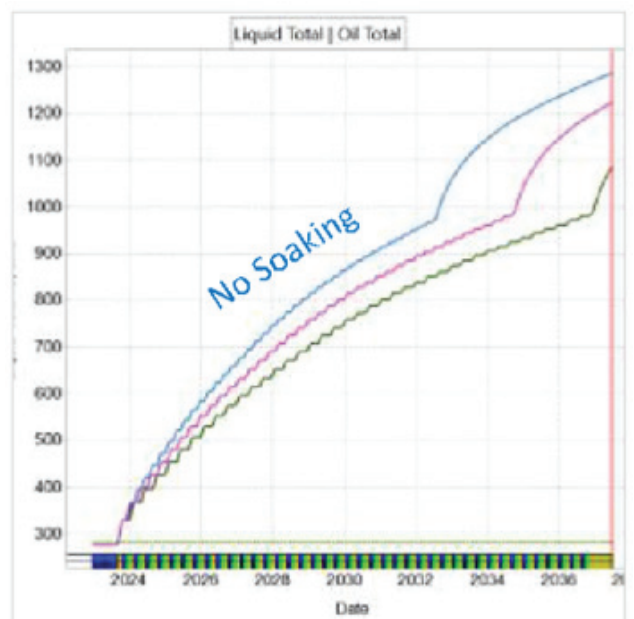


Figura 20. Impacto del Tiempo de Remojo en la Producción Acumulada de Petróleo para el proceso CGEOR

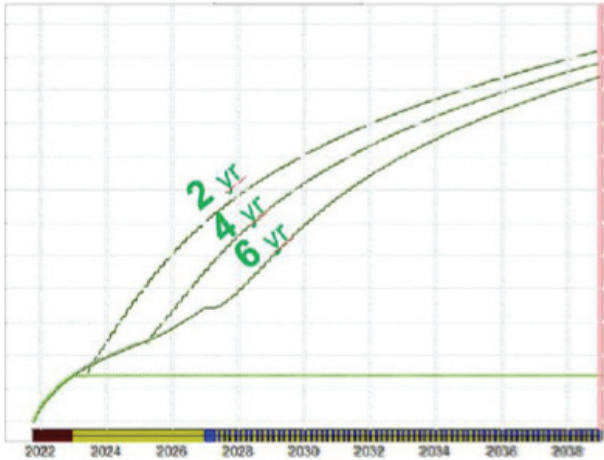


Figura 21. Impacto de retrasar el proceso CGEOR.

culos deban ser progresivamente más grandes (tendremos menos componentes intermedios en el volumen accesible, por lo que debemos inyectar más gas a una presión más alta para extraer una cantidad similar de petróleo). Esta es una simplificación “operativa” que incluimos en el modelo, pero se está abordando y podría incluirse en trabajos futuros como una sensibilidad.

**Tiempo de depletación hasta iniciar el EOR:** retrasar el inicio del proceso del CGEOR tendrá un impacto en muchos frentes. Por un lado, si el agotamiento primario es alto, se necesitará un gran volumen/tiempo de gas para llenar y generar presión. Por otro lado, la permeabilidad (conectividad de la red de fractura) del SRV puede verse severamente disminuida y, si el proceso tiende a ser irreversible, cuanto más baja sea la permeabilidad alcanzada durante la depletación, más difícil será reabrir esas redes de fractura y acceder a un área adicional en contacto con el petróleo para fomentar la mezcla. En la figura 21 se muestra el EUR incremental

del CGEOR para tres casos, lo que implica que el impacto tiene un efecto mayor en el retraso de los ingresos que en el EUR final (+/- 10%).

**Composición del gas de inyección:** el enriquecimiento del gas de inyección puede tener un impacto importante, ya que puede influir en el proceso de extracción/hinchamiento. Algunos autores han informado mejores recuperaciones incrementales utilizando gas enriquecido y algunos incluso han propuesto la inyección líquida (propano-butano) como un método mejorado sobre el gas (Bustin, 2022). Para probar el impacto del enriquecimiento, se corrieron dos escenarios posibles:

Gas de planta (por ejemplo, en una planta Dew Point) aproximadamente 88% molar de metano y 10% de C2-C3.

Gas de campo: el gas de la separación primaria de petróleo en el campo (aprox. 65% metano y 25% C2-C3).

En la figura 22 se muestra la comparación de composición a la izquierda y la diferencia de EUR@15yrs a la derecha. Obsérvese que la contribución del enriquecimiento al incremento de la producción es tan alta como el 40%. A pesar de que estamos inyectando parte de lo que se está produciendo, en términos de masa, los componentes netos “más ligeros” que se inyectan y producen son casi iguales, pero inducen una mejora drástica en la extracción de fracciones más pesadas que proporcionan el aumento neto del 40% en la corriente de petróleo.

**Histéresis mecánica:** como el CGEOR es un proceso cíclico, la respuesta geomecánica progresiva (inflado y desinflado) del SRV a este estímulo tendrá un impacto en la cantidad de área disponible para la “mezcla” después de cada ciclo (en la figura 8 se muestran esquemáticamente las tres alternativas de modelado para tener en cuenta estos efectos). El mejor y el peor de los escenarios para la histéresis mecánica, serán REVERSIBLE e IRREVERSIBLE, respectivamente. En la figura 23 se muestra el impacto de estos dos casos.

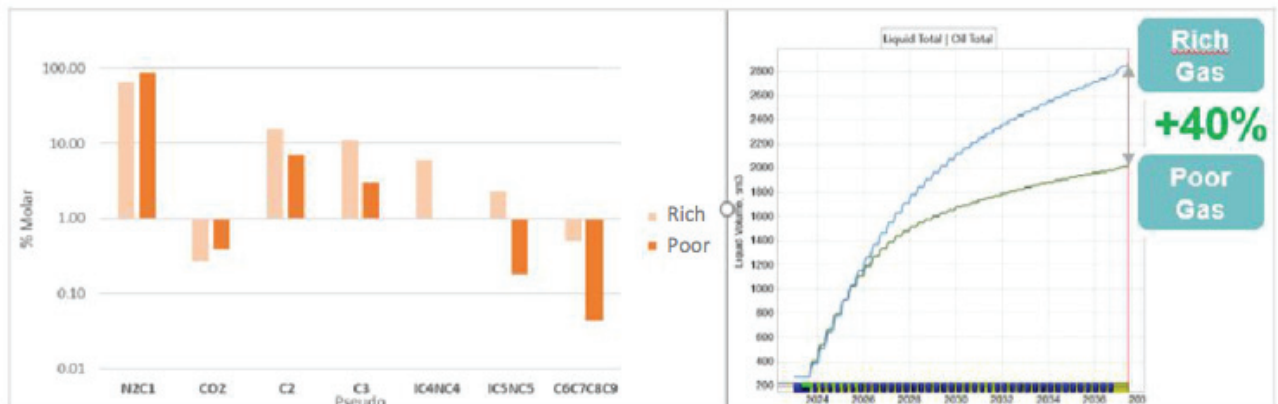


Figura 22. Impacto de enriquecimiento de gas en el proceso CGEOR.

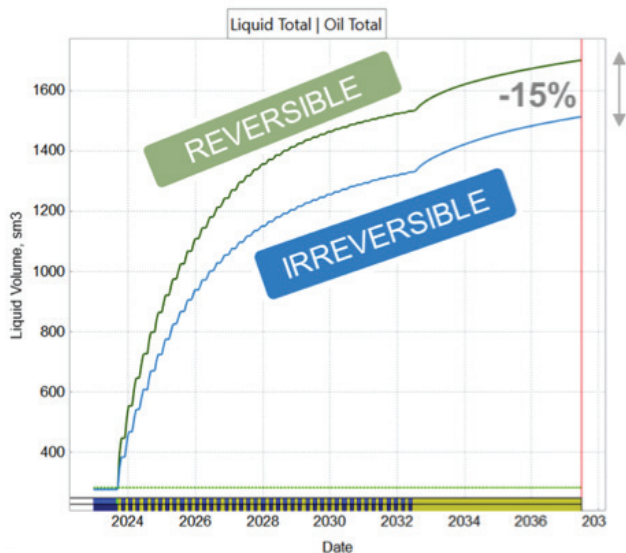


Figura 23. Impacto de la histéresis mecánica en el proceso CGEOR.

### Optimización de parámetros de operación

De todos los parámetros que afectan al proceso EOR, hay algunos que pueden ser controlados por el operador, denominados en este trabajo como parámetros Operativos o "Schedule", mientras que el resto están dados por la configuración del yacimiento, los fluidos y las características de terminación, la estrategia de producción primaria y el inicio del proceso CGEOR. A pesar de que los dos últimos son efectivamente operativos, están más relacionados con prácticas previas ya dictadas por el operador.

Para evaluar un conjunto óptimo de parámetros operacionales (cronograma), se creó una función de Valor Actual Neto que da cuenta de los ingresos por ventas de petróleo y la "compra" de gas de inyección (o falta de sus ventas), que llamamos Función Objetivo (FO). La idea detrás de la optimización es encontrar un cronograma (schedule) de parámetros operativos que maximice el valor. Para ello, proporcionamos un conjunto de rangos para los principales parámetros operacionales y ejecutamos un algoritmo de optimización (Evolución Diferencial) para maximizar la FO.

En la figura 24 se muestra un esquema conceptual sobre cómo podría verse esta curva de eficiencia o "envolvente" (izquierda) y la real (derecha) y las corridas acumuladas de aceite CGEOR de todo el conjunto (abajo).

El caso "óptimo" resultante, daría la pauta sobre cómo operar el tratamiento EOR para maximizar el valor. Sin embargo, esto podría ser demasiado específico para un determinado caso de reservorio y terminación de pozo, por lo tanto, ampliamos los posibles casos a un grupo de resultados denominado en la figura 24, como "Mejor grupo de casos". En la figura 25 se muestra los rangos de parámetros del agrupamiento mencionado y el programa óptimo promedio. Los resultados muestran que los casos mejores tienen caudales de inyección de gas más altos (como se esperaba), largos períodos de inyección de 90 días (más gas), sin *soaking* y un corto período de producción de 30 días. El período de llenado de 250 días está fuertemente influenciado, entre otras cosas, por el grado de explotación actual del pozo elegido, por lo que puede variar sustancialmente en diferentes casos.

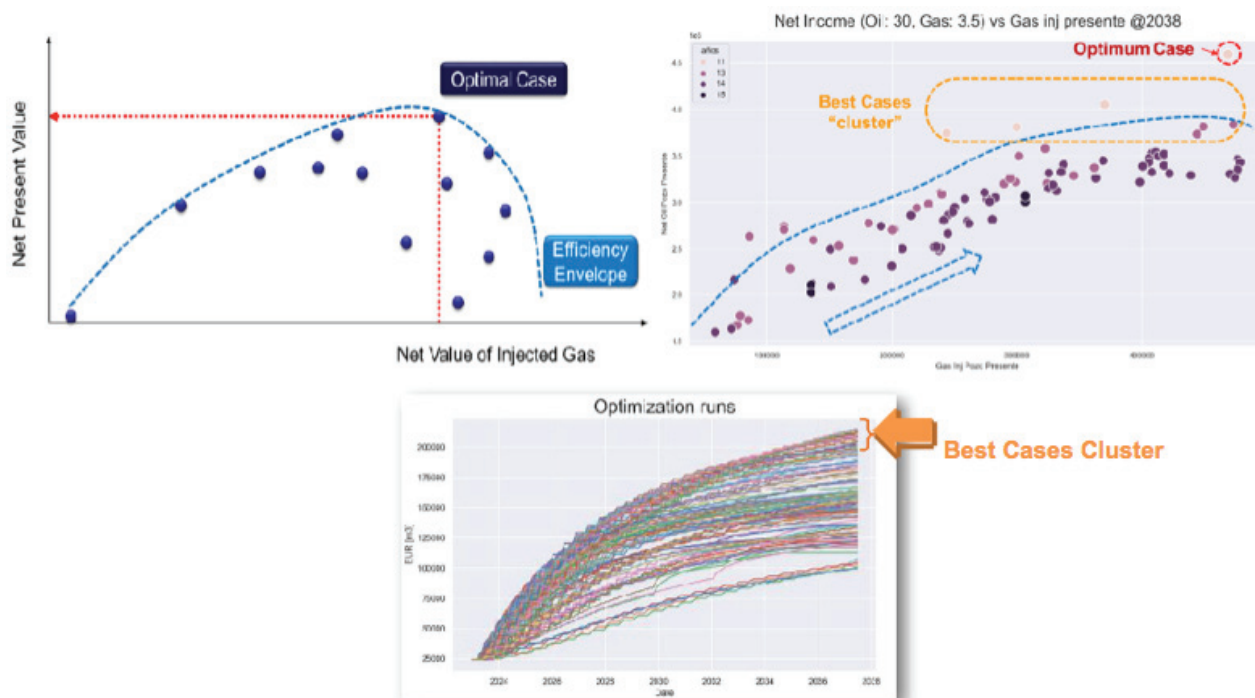


Figura 24. Optimización de CGEOR del valor presente neto (NPV) con diferentes parámetros operativos (Programación).

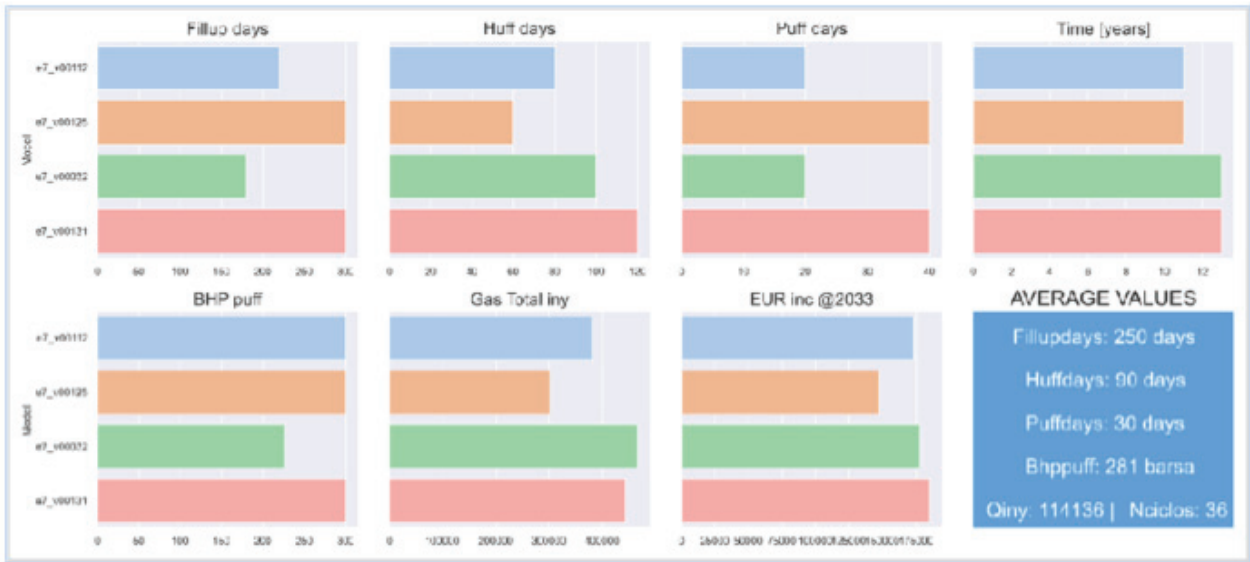


Figura 25. Rangos de parámetros operativos para los mejores casos del proceso de optimización (grupo).

## Estimación de EUR Incremental por CGEOR

Una vez definido el schedule óptimo, se usó para capturar el impacto de las principales incertidumbres, como las permeabilidades relativas del gas, la histéresis mecánica, el enriquecimiento del gas y el tiempo de inicio del EOR, para tener un rango de incrementales de EOR mínimos, medios y máximos en comparación con sus casos homónimos de depleción primaria. Probablemente estas corridas sean extremas, optimistas y pesimistas, ya que estamos combinando los peores y mejores casos de entrada, por lo tanto, el rango P90-P10 (que debería ser una combinación de esos) debería estar contenido en estos rangos.

En la tabla I se muestran estas corridas comparadas con sus casos correlativos de agotamiento primario y sus múltiplos de EOR (relación entre EOR incremental y primario). Todas las corridas de EOR se construyeron con el schedule óptimo. En la Figura 26 se muestra el petróleo incremental acumulado por CGEOR para los casos Min, Avg y Máx. Hay que considerar que el incremento relativo para los casos Avg y Máx es similar, esto se debe a que algunos parámetros, como las relativas petróleo gas, afectan tanto al CGEOR como al proceso primario

Case	Type of Uncertainty (All Runs w/Optimal Schedule & 115 km3/d Gas inj. Rate)				EUR @2038 (K.m3)		EOR Multiple 1.x	Yield (Mcf/bbl)
	Gas Rel Perms	Mech. Hysteresis	Gas Enrichment	Time of EOR start	Primary	CG EOR		
Min.	Unfavorable	Irrevers.	Dry	6 yrs	95	105	1.1	> 100
Avg	Mid	Boberg	Rich	4 yrs	115	175	1.5	30
Max.	Favorable	Revers.		2 yrs	130	195	1.5	32

Tabla I. Rango de incremento de petróleo para CGEOR para las ejecuciones MAX, AVG y MIN (basado en el Programa Óptimo).

y otros parámetros, como la fecha de inicio del CGEOR, “desplazan” las curvas acumuladas hacia la derecha, perdiendo EUR a una determinada fecha de comparación única.

Otro parámetro interesante a monitorear es el rendimiento (o Yield) de CGEOR, que es la relación entre el gas inyectado y el petróleo incremental. Para la condición operativa promedio, es de 30 mcf/bbl, similar al rendimiento promedio de los proyectos/pilotos en curso en Eagleford, EE.UU., que es de 26 mcf/bbl (Informe CGEOR IOR de *shale*, 2019). A pesar de que este ejercicio de modelado cumple con nuestro objetivo inicial de proporcionar una base cuantitativa para guiar una evaluación de CGEOR en la ventana de petróleo negro de Vaca Muerta, debemos considerar las limitaciones inherentes de ser un modelo altamente simplificado. Esto significa que, para validar la metodología y el modelo, los datos

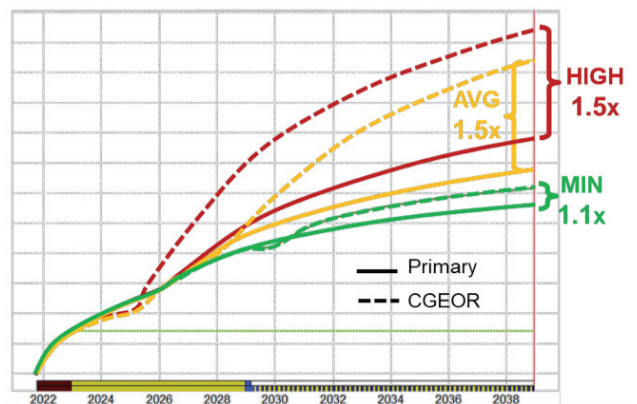


Figura 26. Petróleo incremental con respecto al agotamiento primario para los casos MIN, AVG y MAX.





deben recopilarse preferiblemente en un piloto de campo para calibrar las incertidumbres más relevantes, como la geomecánica y el comportamiento del gas libre, y trabajar en un modelado a escala de pozo completo (modelo integrado desde la fracturación hidráulica, el agotamiento primario hasta el EOR, todo en un solo modelo).

El monitoreo de datos recurrentes como presiones, tasas y composiciones es indispensable para comprender mejor el impacto de los diferentes fenómenos y calibrar los modelos. Además, también debemos considerar que en un desarrollo de campo (*full field*), probablemente la multiplicidad de pozos (pads), sumado a las interacciones no homogéneas de fracturas inter-pozo, creará un escenario mucho más desafiante tanto para optimizar la alocación de gas como para los tiempos de huff n puff (que muy probablemente variarán entre casos) y traer una nueva problemática no estudiada en este trabajo que es, la contención del gas (Karacaer, 2023) como otro tema para monitorear en proyectos de recuperación mejorada.

## Conclusiones

Pruebas de laboratorio simples en roca triturada utilizando coronas de Vaca Muerta y petróleo negro, mostraron una respuesta positiva y rápida, aumentando la recuperación de petróleo mediante inyección miscible

de gas pobre de tipo "Huff n Puff".

Se construyó un modelo 3D composicional híbrido numérico de doble porosidad y doble permeabilidad y se ajustó históricamente para estimar cuantitativamente el rango de petróleo incremental potencial para un pozo multifracturado horizontal único de petróleo negro típico de Vaca Muerta bajo un proceso EOR de gas cíclico (CGEOR).

Los fenómenos más importantes que gobiernan el desempeño de este tipo de proceso EOR se analizaron como sensibilidades, agrupadas en dos familias principales, (i) relacionadas con el subsuelo (como permeabilidades relativas gas-oil, parámetros de terminación, geomecánica, histéresis y comportamiento de fluidos) y (ii) operativas (tiempo de inicio del proceso EOR, llenado, períodos de inyección y producción, presiones y caudales de inyección).

El proceso de ajuste histórico permitió calibrar el primer conjunto de incertidumbres (subsuelo), para luego utilizar el modelo calibrado para optimizar los parámetros operacionales (schedule).

Una optimización de los principales parámetros operacionales (schedule), sugiere que dado un caudal máximo de gas (de planta) disponible de aprox. 110 km<sup>3</sup>/d, la composición de los fluidos y el estado de depletación actual, se requiere un período de llenado de 250 días, períodos de huff y puff de 90 y 30 días, respectivamente,

sin *soaking* y con BHP de alrededor de 280 Kg/cm<sup>2</sup>.

El retraso del proceso de EOR (equivalente a una mayor depletación del SRV) desempeña un papel importante, no solo porque afecta la recuperación incremental, sino también por la planificación necesaria para estos proyectos logísticamente complejos, e incluirlos como parte integral de la estrategia de desarrollo.

Para estimar los escenarios de incremental máximo, promedio y mínimo, se combinaron las incertidumbres del subsuelo (optimistas y pesimistas) para evaluar un rango de resultados posibles, lo que resulta en un incremental por EOR a 15 años de pronóstico, entre el 10% y el 50% (expresado también como 1.1 a 1.5 x) en comparación con cada caso base homónimo (agotamiento primario).

La relación de gas inyectado *versus* petróleo incremental (o "Yield") para el Caso Promedio, fue de 30 Mcf/bbl. Estos resultados, están en línea con los observados por los operadores estadounidenses e informados en la literatura técnica disponible para cuencas estadounidenses como Eagleford y Permian con múltiplos que van de 1.1 a 2.0x y rendimientos de 20 a 40 con un promedio de Yield de 26 Mcf/bbl.

La implementación de este tipo de EOR no convencional como parte del desarrollo en campo (*full field*) tendrá que lidiar con problemas asociados a la conectividad inter-pozo y a la contención del gas inyectado dentro de la concesión. Sin embargo, si se demuestra que tiene éxito, ayudará no solo a aumentar la producción de petróleo y hacerla más estable en el tiempo, sino también a extender la vida útil de estos pozos y brindar la posibilidad de utilizar el "swing" en la demanda del gas aprovechando períodos de bajo consumo (oscilación verano-invierno) de manera más eficiente.

## Referencias

- Balasubramanian, P. Chen, S. *et al.* (2018). Recent Advances in Enhanced Oil Recovery Technologies for Unconventional Oil Reservoirs. Presented at the Offshore Technology Conference, April 30-May 3, OTC-28973-MS.
- Belobraydic, L., Reynolds, M. *et al.* (2017). Integrating Pilot Well Measurements for Horizontal Well Planning - a Case Study, Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. Presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, May 17-19. SPE-185555-MS.
- Bodini, S., Crotti, M., *et al.* (2018). Unconventional EOR: Field Tests Results in Vaca Muerta Shale Play: A Capillary Based Improved Oil Recovery Case Study for Shale/Tight Oil Scenarios. Presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, August 14-16. SPE-191877-MS.
- Bustin, A., Downey, R. (2022). Laboratory Analyses and Compositional Simulation of the Eagle Ford and Wolfcamp Shales: A Novel Shale Oil EOR Process, prepared for SPE Improved Oil Recovery Conference, 25-29 April. SPE-209348-MS.
- Esmail, E. *et al.* (2020). Impact of Well Shut-in After Hydraulic-Fracture Treatments on Productivity and Recovery in Shale Oil Reservoirs, prepared for presentation at the SPE Improved Oil Recovery Conference originally scheduled to be held in Tulsa, OK, USA, 18-22 April.
- Hoffman, T., Xu, T. (2019). Quantitative Evaluation of Recovery Mechanisms for Huff-n-puff Gas Injection in Unconventional Reservoirs. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, July 22-24, 2019. URTEC-2019-147-MS.
- Jacobs, T. (2019). Shale EOR Delivers, So Why Won't the Sector Go Big? May 3. SPE-0519-0037-JPT.
- Karacaer, C., Vajjha, P. *et al.* (2023). Integrated Numerical Modeling of a Huff-N-Puff Pilot in Eagle Ford, presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, June 13-15, in Denver, Co. URTEC-3870693-MS.
- Rateman, K. *et al.* (2018). Sampling a Stimulated Rock Volume: An Eagleford Example., Reservoir Evaluation & Engineering Proceedings, Pages 927 to 941, Nov., SPE.
- Sorensen, J., Pospisil, G. *et al.* (2020). Report on the First Rich Gas EOR Cyclic Multiwell Huff N Puff Pilot in the Bakken Tight Oil Play. presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 26-29, 2020. SPE-201471-MS.
- Thomas, B, *et al.* (2019). Gas-Cycling Enhanced Oil Recovery in Liquids-Rich Production, prepared for presentation at the SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America held in Odessa, Texas, USA, 7-8 November.
- Vittore, F., Licitra, D. *et al.* (2015). Sweet Spots in Vaca Muerta: Integration of Subsurface and Production Data in Loma Campana Shale Development, Argentina. Presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, July 20-22. URTEC-2153944-MS.