

SIMULACIÓN NUMÉRICA COMPOSICIONAL EN RESERVORIOS DE TIGHT GAS Y SU UTILIZACIÓN PARA EVALUAR POSIBLES ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE GAS

Federico Bianchi¹, Ana Quintana²

1: YPF S.A. federico.bianchi@ypf.com

2: YPF S.A. ana.quintana@ypf.com

Palabras clave: #Tightgas, #Simulación, #Reinyección de gas, #Simulación de reservorios.

ABSTRACT

This paper is focused on how a field test for gas injection was simulated, in a gas and condensate reservoir in tight sands deposits belonging to Lajas Fm. from Cuyo Group, in the Neuquén Basin. The Lajas Fm. is conformed of siliciclastic rocks from a delta front with an average of 600 meters of total thickness and 100 meters of mineralized thickness and conform the main target formation in General Fernandez Oro area.

A compositional numerical simulation was performed in the pilot area, wich intended to reproduce fluid composition and its vertical variations.

A good history match was achieved in the phase when the well was a gas producer and in the latter injection phase. The field data and the simulation results showed low production of liquid hydrocarbons, below the expected results.

These results discouraged the continuity of this project, however, it was thought to re shape the project to a seasonal gas storage project. The recovery ratio in 4 months was about 60%, and then the well was closed. After 9 months, the well was on stream again and about 90% of injected volume has been recovered. If there is opportunity to inject in a few wells, the total storage capacity can be compared with actual storage projects in the area.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Introducción

El presente modelo de simulación busca evaluar la respuesta del reservorio realizando una simulación numérica conceptual y evaluar si es factible mejorar el factor de recobro de líquidos de los reservorios *tight* de la Formación Lajas en el yacimiento Estación Fernández Oro. El desarrollo actual se ha realizado a 30 acres aproximadamente (300 x 400 m), por lo que se adopta esta área para la simulación.

El área de estudio contaba con un modelo geocelular 3D para la Fm. Lajas realizado en 2018 pero, con el fin de realizar la simulación numérica, se realizó un modelo estático sectorial en donde se disminuyeron los tamaños de celda y además se ajustó la correlación poniendo *markers* intermedios. Se buscará ajustar la historia del período inicial de producción, luego el primer período de inyección y finalmente el período de producción post inyección.

Ubicación geográfica

El presente modelo se encuentra en el área Estación Fernández Oro, ubicado en el sector sureste de la Cuenca Neuquina, sobre el margen del río Negro, al sur de la localidad de Allen, Provincia de Río Negro.

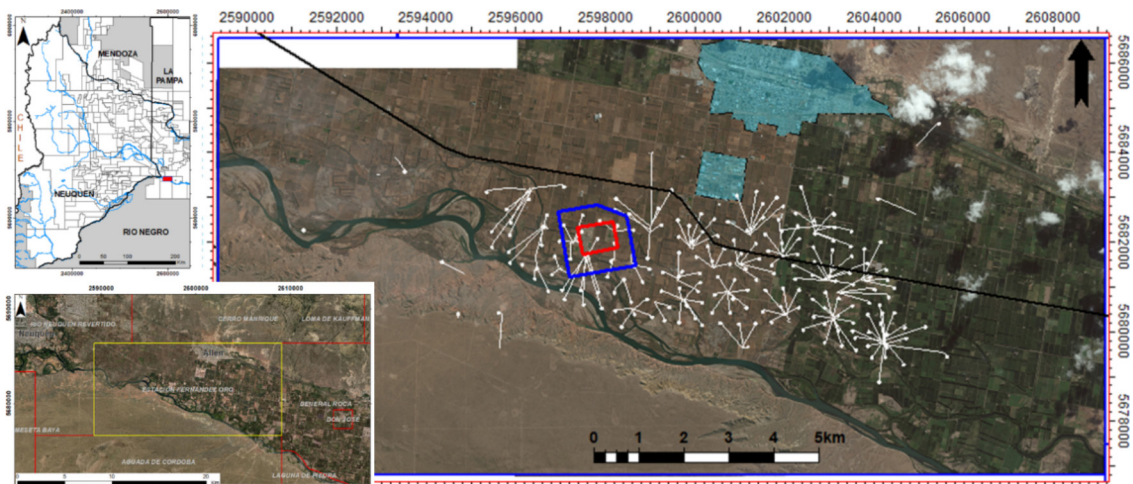


Figura 1. Ubicación del Yacimiento Estación Fernández Oro, con línea azul el área del modelo 3D, con línea roja el área de la simulación numérica.

Antecedentes del Modelo

Se contaba con un modelo dinámico conceptual tipo balance de materia. Este modelo, si bien era composicional, generaba ciertas incertidumbres debido a la naturaleza cero dimensional que no representa adecuadamente el flujo transiente típico de este tipo de reservorios.

También se contaba con un modelo conceptual *black oil* (Tanco *et al.*, inédito), pero en el mismo no se podían estudiar los efectos deseados por no ser composicional.

MODELO ESTÁTICO

El trabajo fue centrado en el miembro inferior de la formación Lajas, la cual se compone de areniscas gruesas correspondientes a barras de desembocadura de frente deltaico en Lajas 0 que grada a un ambiente más somero, mostrando más influencia fluvial con depósitos de planicie deltaica que alternan con depósitos de areniscas medianas a gruesas correspondientes a canales distributarios con niveles finos correspondientes a facies de bahía interdistributaria para el miembro Lajas 1, con porosidades entre 5 y 14% y permeabilidad entre 0.004 a 0.7 mD (García *et al.* 2018).

Se realizó un modelo 3D que tenía como objetivo ser representativo para la zona lindera al pozo de interés y de detalle en cantidad de horizontes y en tamaño de celdas. El modelo cuenta con la información de 15 pozos en un área de 212 Ha en el centro oeste del yacimiento como se observa en la Figura 1.

Para otorgarle el detalle necesario se tomó como base la correlación de los *markers* principales: Lajas 1, Lajas 0 y Los Molles y luego se interpretaron 6 superficies que incluyen la totalidad de los intervalos de interés quedando estos eventos arenosos debidamente delimitados. La grilla resultante surgió de una subdivisión en celdas de 20 m por 20 m, en planta y un alto promedio de 2 m de altura. Se poblaron grillas de facies (arena/arcilla), porosidad y saturación de agua utilizando el algoritmo *Secuencial Gaussian Simulation* y la porosidad como variable secundaria, como se explicará en las siguientes secciones. Para el modelo de simulación se extrajo un volumen equivalente al doble de las dimensiones de drenaje estipulada para el pozo “Pozo1”, siendo ésta de 600 x 800 m, obtenida en estudios previos.

POZOS INCLUIDOS EN EL MODELO

El pozo en análisis (Pozo1) comenzó su producción del grupo Cuyo en febrero de 2009. Tuvo un caudal inicial de 54 kSm³/d, esto corresponde sólo a la secuencia Lajas 0. Luego, en el año 2011 se realiza una segunda terminación donde se ponen en producción las secuencias inferiores de Lajas 1. Antes de comenzar el período de inyección, tenía una acumulada de producción de 50.4 MSm³ de gas y 4.8 kSm³ de condensado.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El yacimiento Estación Fernández Oro, en el grupo Cuyo, presenta producción de gas y condensado, con GOR muy variable. Se consideró el PVT del pozo “pozo-PVT”, por considerarse representativo de la zona. Se decidió representar el fluido con un ajuste compuesto de 12 componentes, los primeros 8 componentes puros, y 3 componentes sintéticos que representan las fracciones pesadas.

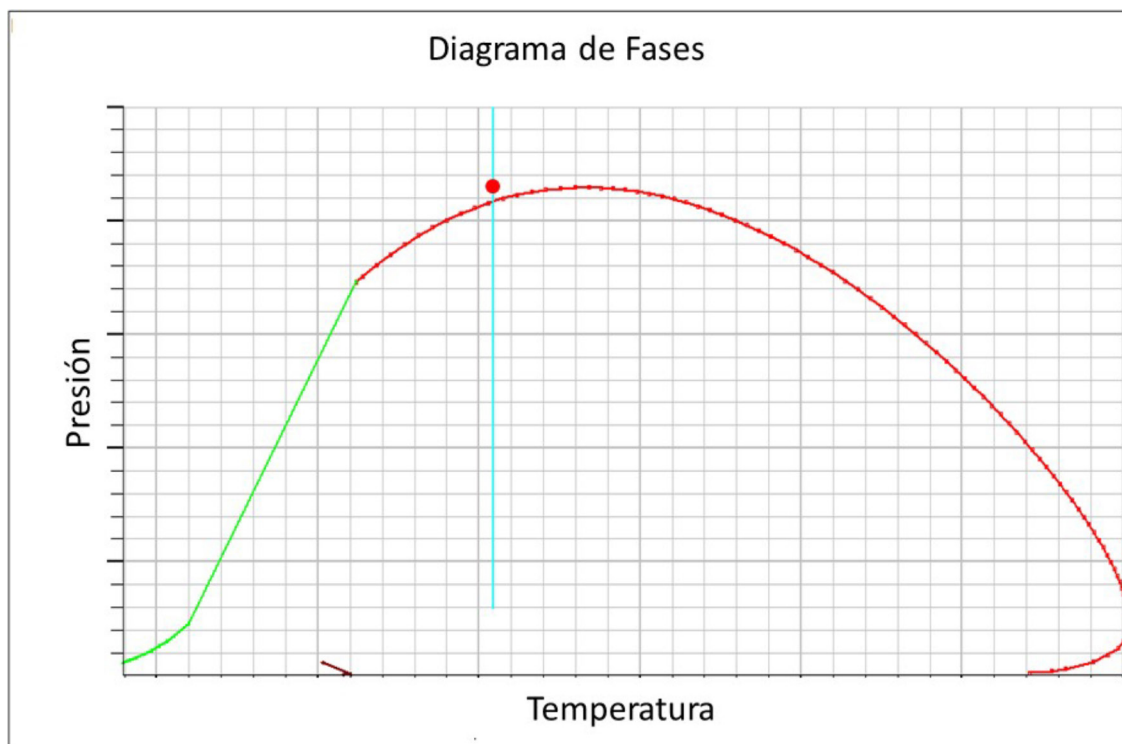


Figura 2. Evolvente de fase del fluido utilizado, y condiciones medias del reservorio.

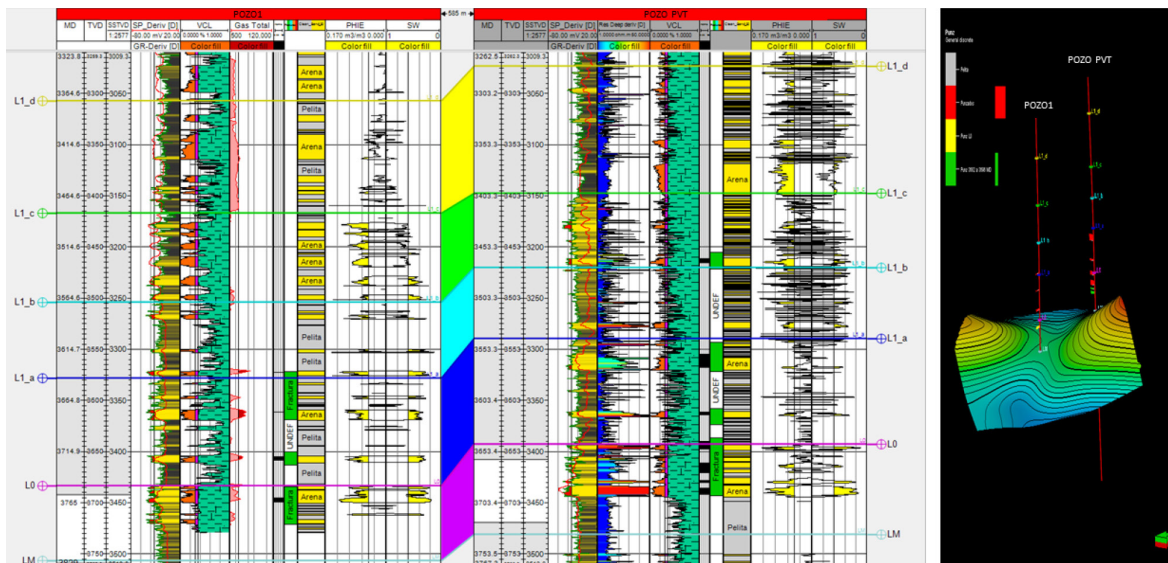


Figura 3. Correlación entre el pozo simulado, Pozo1 y el pozo con datos de PVT, Pozo-PVT.

GENERACIÓN DE LA GRILLA DE SIMULACIÓN

Se generó un modelo estático sectorial con los límites que se muestran en el siguiente mapa, encerrado en el polígono color azul, y se consideran los pozos que allí se encuentran. Luego se tomó la porción encerrada en el polígono color rojo para realizar la simulación (Figura 4a).

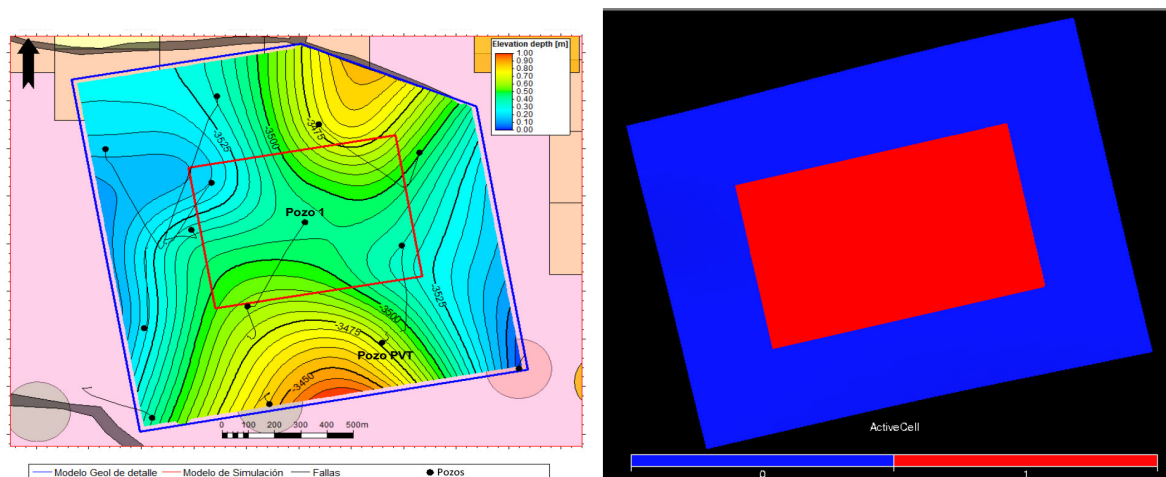


Figura 4a. Límites utilizados en la simulación y Figura 4b. Esquema de grillas activas / no activas.

Para realizar la simulación, se tomó el modelo de 600 x 800 m mencionado anteriormente, al que se le realizó un proceso de ajuste histórico en donde se fueron desactivando celdas de los bordes, hasta lograr ajustar el balance de materia, obteniendo unas dimensiones de aproximadamente 300 x 400 m. Las celdas activas e inactivas se ven en la Figura 4b. El modelo cuenta con alrededor de 300,000 celdas activas.

LEYES K-PHI

Inicialmente, el modelo estático fue poblado con 2 facies: Arena (1) y Arcilla (0). Esto se debió a que no se contaba con el set de perfiles idóneo para diferenciar las facies reservorio.

La Figura 5 muestra un gráfico de permeabilidad vs porosidad con los valores de corona medidos en laboratorio (@NOBP), y separados por facies “reservorio” y “no reservorio”.

En el proceso de ajuste histórico, se fue variando la permeabilidad de la ley anteriormente mostrada.

Se utilizaron multiplicadores de permeabilidad por secuencia, obteniéndose una relación para la secuencia inferior y otra para la superior. Estas relaciones quedan comprendidas entre las relaciones para arenas y conglomerados.

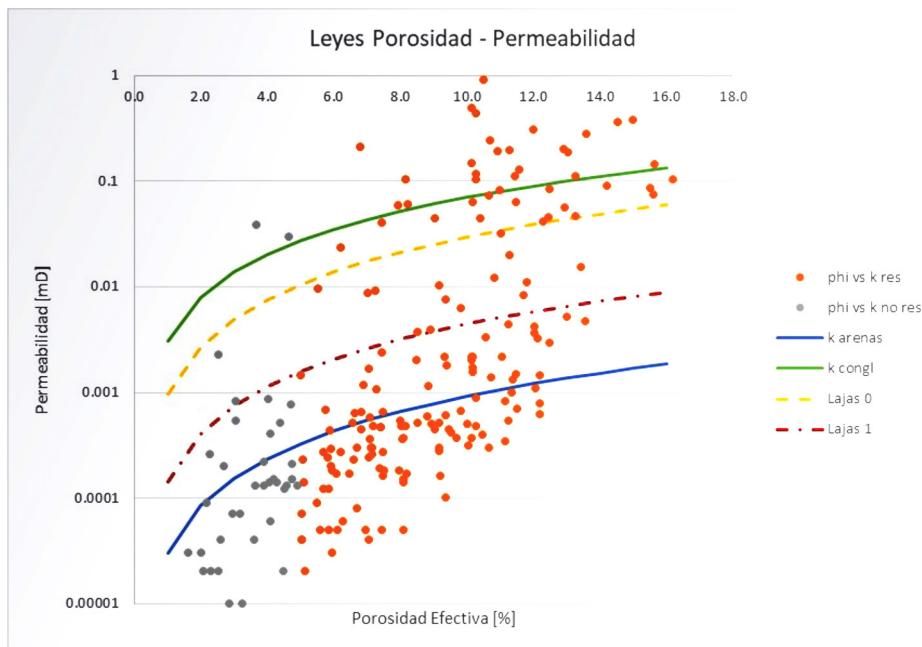


Figura 5. Gráfico de leyes de permeabilidad resultantes. Las líneas de trazo representan las leyes utilizadas para cada secuencia. Las mismas se encuentran bastante alejadas de las correspondientes a arenas o conglomerados identificados en coronas.

CONTACTOS DE FLUIDOS

Se consideró un contacto gas-petróleo por secuencia, y región de equilibrio. Este contacto está situado por debajo de la grilla de simulación y es coincidente con el contacto petróleo-agua, por lo que no existe un “oil leg” en el modelo, en concordancia con el PVT utilizado (subsaturado).

Como se comentó anteriormente, se consideró un único contacto petróleo-agua, por debajo de los límites del reservorio, a 5.000 mbnm. Este valor se usó para cada una de las regiones de equilibrio y es coincidente con el contacto gas-petróleo.

FRACTURAS HIDRÁULICAS

En este tipo de yacimientos *Tight*, es evidente la relación entre la productividad y las fracturas hidráulicas. Por este motivo, se trató de representar en el modelo lo mejor posible estas fracturas.

Se decidió utilizar una grilla local refinada para cada fractura (actual o futura) en el sector modelado.

La celda que representa la fractura tiene 1 m de ancho. Luego hay una transición gradual del tamaño de la celda hasta las celdas gruesas.

El largo de las fracturas fue tomado del promedio de los pozos analizados con RTA, del campo. Este promedio arrojó 94 m, por lo que se adoptó un largo de 90 metros, lo que se representa con

cuatro celdas completas por lado, y la mitad de la celda del punzado.

Con el *upscale* realizado, algunas zonas que se encuentran en producción no quedaban representadas en la grilla porque se les asignaba valores por fuera de los parámetros *cut off* para considerarse reservorio, y las celdas se desactivaban. Por lo tanto, se resolvió incluir estas celdas asignando un valor de NTG arbitrario, y utilizar un valor mínimo de porosidad y permeabilidad para las mismas.

La variable de ajuste, para tratar de reproducir los perfiles de producción de cada pozo, fue la permeabilidad de la fractura, en la celda central de la LGR. Luego se verificó que los FCD resultantes para estas fracturas simuladas estén en el orden de los FCD obtenidos de la operación de fractura.

INICIALIZACIÓN

El modelo fue iniciado en equilibrio, con 9 regiones, considerando una región por cada secuencia estratigráfica y una región por cada fractura hidráulica.

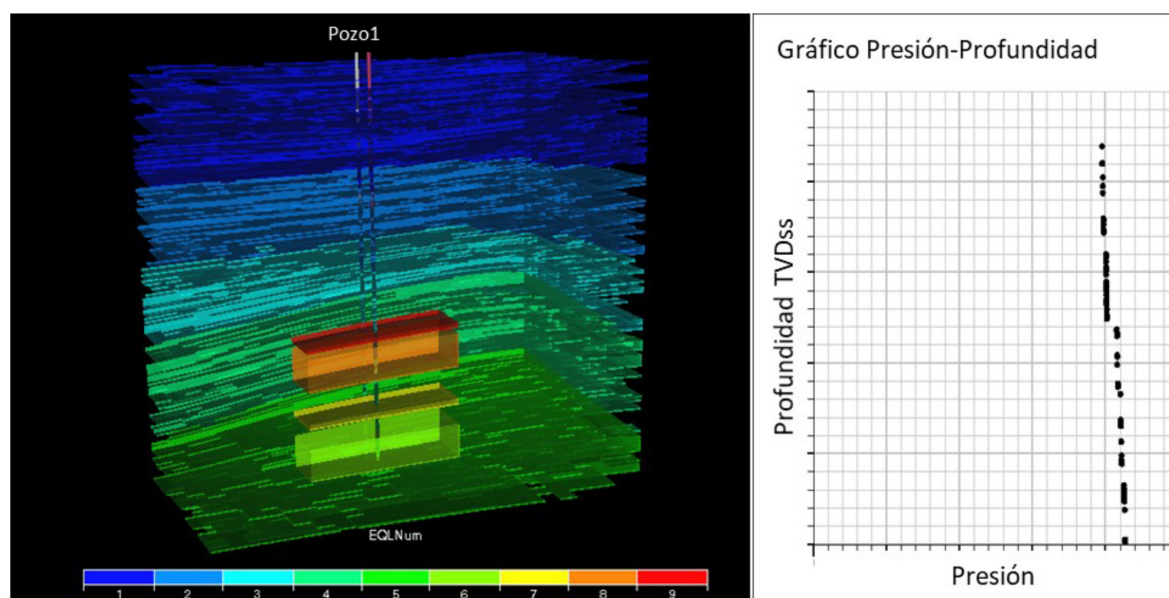


Figura 6 a. Esquema de regiones de equilibrio para la inicialización. Y figura 6 b. presiones calculadas para el modelo.

Los yacimientos tipo *Tight*, suelen encontrarse sobre presurizados, y el nivel de sobrepresión puede variar con la cota. En este caso, se utilizó un valor de presión para cada secuencia, para representar las mediciones obtenidas de presiones medidas (RFT o DFIT) y calculadas a partir de perfiles de pozos. El pozo no cuenta con datos de presión de reservorios medidos:

Como se dispone de datos de producción de la secuencia inferior en el primer período de producción, se separó del resto de las capas en distintas regiones de saturación. Además, las

celdas que representan el plano de la fractura también se trató como una región de saturación por separado.

CONTROL DE POZOS DURANTE EL AJUSTE HISTÓRICO

El control de pozos productores fue realizado por volumen en condiciones de reservorio (RESV), y pasan a control por *Bottom Hole Pressure* (BHP) cuando no llegan a reproducir el caudal histórico. Los pozos han sido producidos a distintas presiones de captación durante la mayor parte de su historia.

Para el cálculo de la BHP, se calcula a partir de la *Well Head Pressure* (WHP) y todos los fluidos producidos con correlaciones de flujo vertical. Para el cálculo, se utilizan los valores de producción alocado diario y valores medidos de presión de cabeza cuando estos datos están disponibles.

Para las fases siguientes al período de producción inicial, es decir, período de inyección, el ajuste se realizó por caudal de gas inyectado, con límite en el valor de BHP.

AJUSTE HISTÓRICO

Período de producción Inicial

Ajuste del balance de materia global

Las principales variables involucradas en el ajuste histórico fueron los multiplicadores de permeabilidad globales (aplicados a toda una secuencia) y las permeabilidades de cada fractura.

La permeabilidad de la matriz se utilizó para ajustar presiones y caudales cuando los pozos tienen un tiempo considerable de producción y en la parte donde el declino de los mismos parece estabilizarse.

Para ajustar el caudal inicial de los pozos, se actuó sobre la permeabilidad de las fracturas.

Ajuste de la evolución del GOR

Se utilizó una tabla de composición variables con la profundidad, para todas las regiones de equilibrio del modelo, hasta lograr un ajuste razonable que describa la evolución del *Gas Oil Ratio* (GOR):

Se logró ajustar los períodos iniciales de GOR o los finales, pero con el PVT disponibles no se logró ajustar ambos períodos de producción. Por este motivo, se decidió revisar la asignación por fluido para este pozo:

Se evidencia un marcado cambio de tendencia a mediados del año 2016, donde se pasa de un factor de asignación que ronda un valor unitario, a valores mayores a uno para el caso del gas

y menores a uno para el caso del petróleo. Por este motivo, se decidió ajustar el modelo hasta los valores observados a mitad del año 2016.

Para lograr reproducir la composición vertical del fluido, se confeccionaron tablas de composición variable con la profundidad (ZMFVD). Estas se obtuvieron a partir de las relaciones cromatográficas construidas con el gas muestreado durante la perforación del pozo. La información disponible no es suficiente como para hacer un análisis cuantitativo de la composición, pero se utilizó a modo cualitativo para guiarse en la confección de las composiciones.

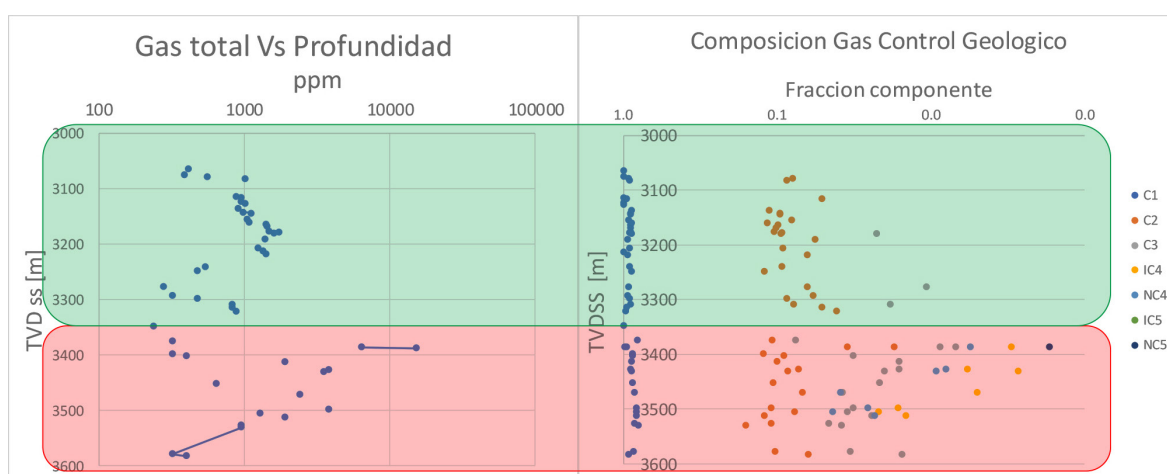


Figura 7. Gráfico de gas total Vs profundidad; y Gas por componente vs profundidad.

Cualitativamente, se observa una composición más rica por debajo de 3.400 m y gas más seco progresivamente hacia arriba, lo que es tenido en cuenta para generar la variación vertical del fluido.

Proceso de Ajuste del GOR

Se generaron diferentes tablas de ZMFVD y se realizaron simulaciones con estas tablas. Las acumuladas de petróleo pueden verse en el siguiente gráfico:

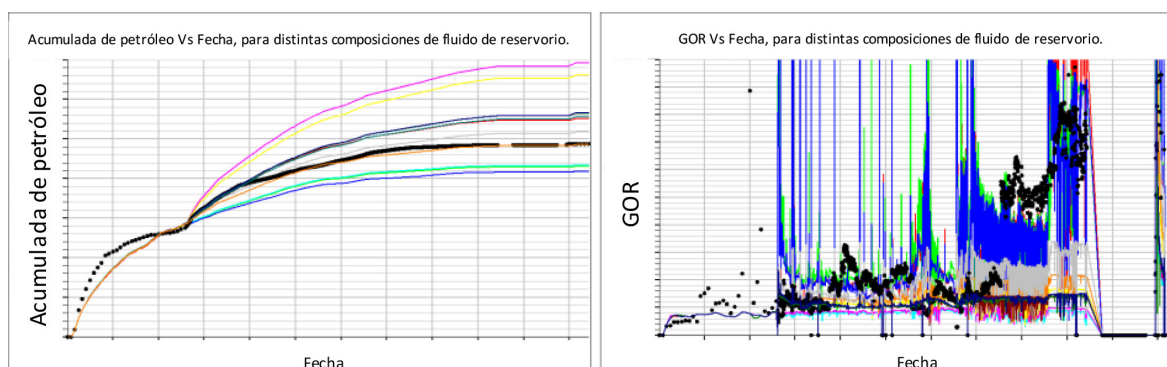


Figura 8 a. Producción total de petróleo, para distintas composiciones y figura 8 b. Ajuste de GOR para cada composición.

Se logra ajustes razonables para los períodos iniciales o finales, pero no se puede reproducir el GOR a lo largo de toda la vida del pozo.

Alocación de petróleo y gas: y su evolución en el GOR

Al no poder describirse el comportamiento del fluido, se decide revisar la alocación de los mismos, y se evidencia un cambio en las condiciones de alocación a mediados del año 2016.

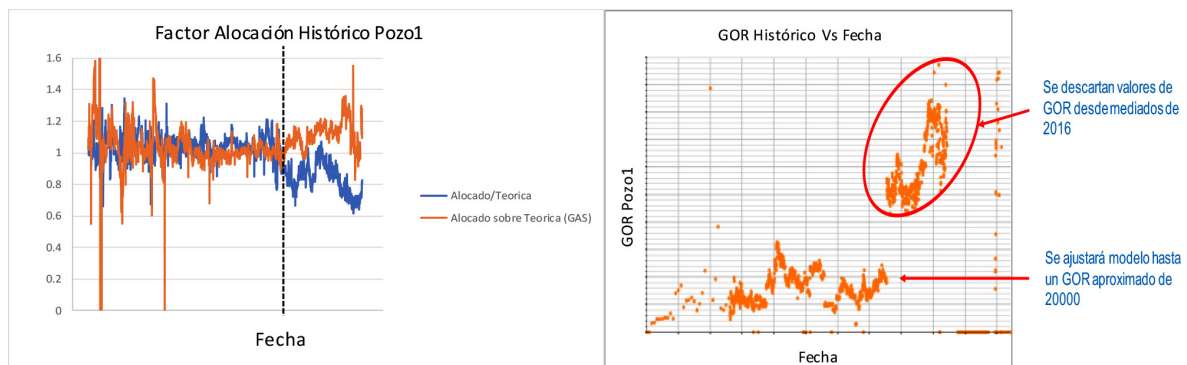


Figura 9 a. Gráfico de factor de alocación por fluido para el pozo en análisis y Figura 9 b. Datos alocados de GOR.

Luego de este análisis, se decidió descartar todas las composiciones que generen un GOR muy superior a 20,000 [sm^3/m^3], y se seleccionó una composición que resulta en un 6.7 % de producción total de petróleo mayor a la producción alocada.

La composición resultante puede verse en la siguiente figura, junto con la cromatografía obtenida del control geológico.

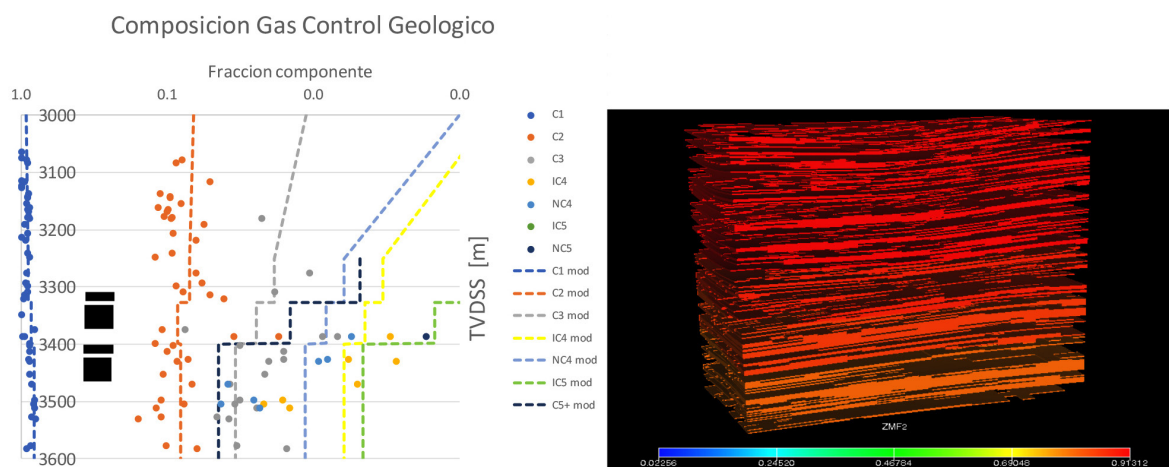


Figura 10 a. Composición gas de control geológico (puntos) y zonas ZMFVD usadas en modelo seleccionado (líneas de trazo) y figura 10 b. grilla de componente "metano" resultante.

Ajuste del pozo “pozo1” con los parámetros seleccionados:

En los siguientes gráficos se destaca en puntos negros los valores históricos y con líneas continuas las magnitudes modeladas.

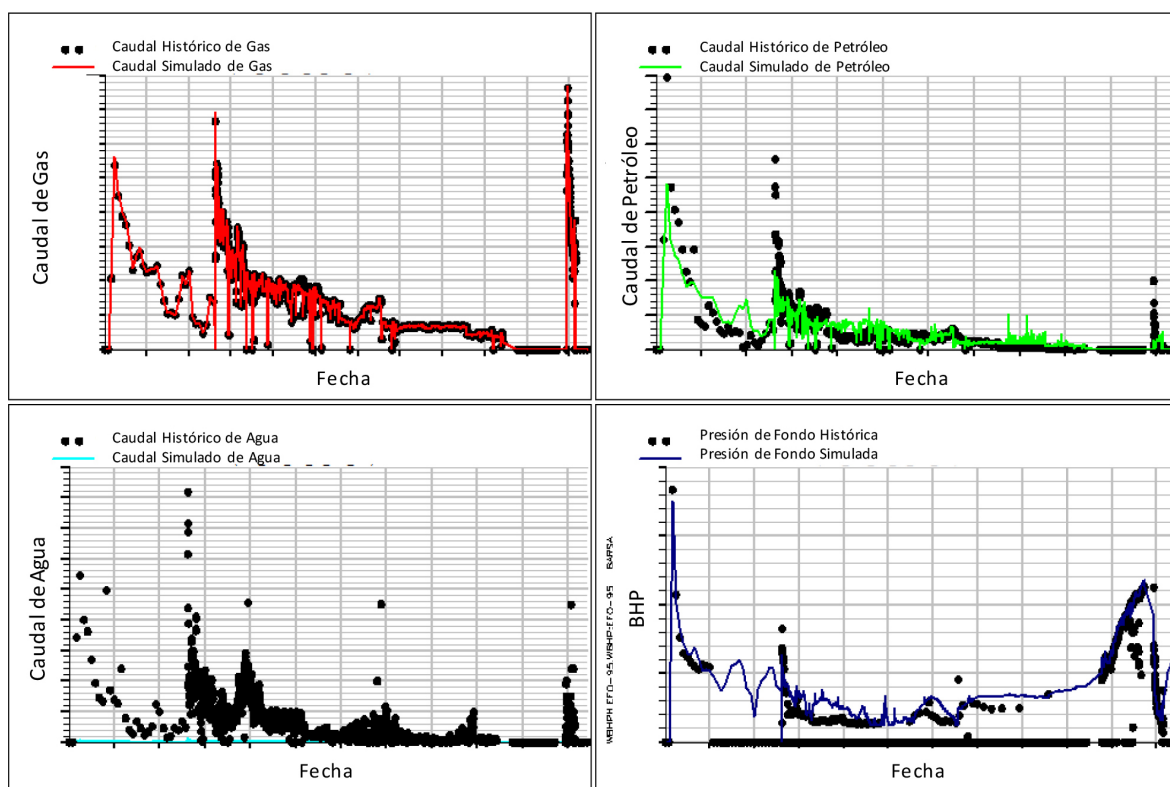


Figura 11. Ajuste histórico de presiones y caudales del pozo. (Ctrol RESV).

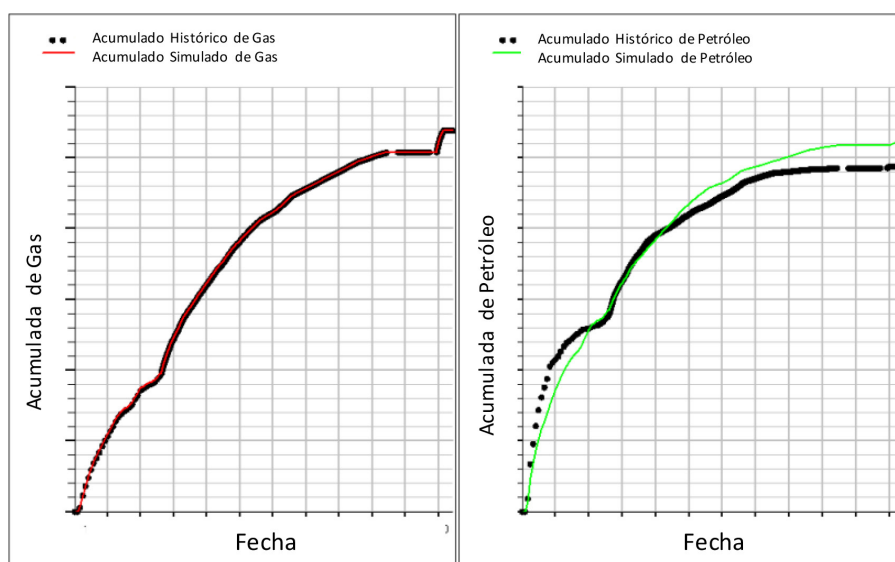


Figura 12. Volúmenes históricos y simulados del pozo.

La diferencia entre el volumen alocado y el simulado es del 0.1 % en gas y 6.7 % en petróleo. Vale aclarar que no es objetivo de esta simulación la reproducción del agua alocada al pozo.

Período de inyección

El período de inyección comprende de octubre de 2018 a septiembre de 2019.

Durante este período se realizaron las siguientes cromatografías al gas de inyección.

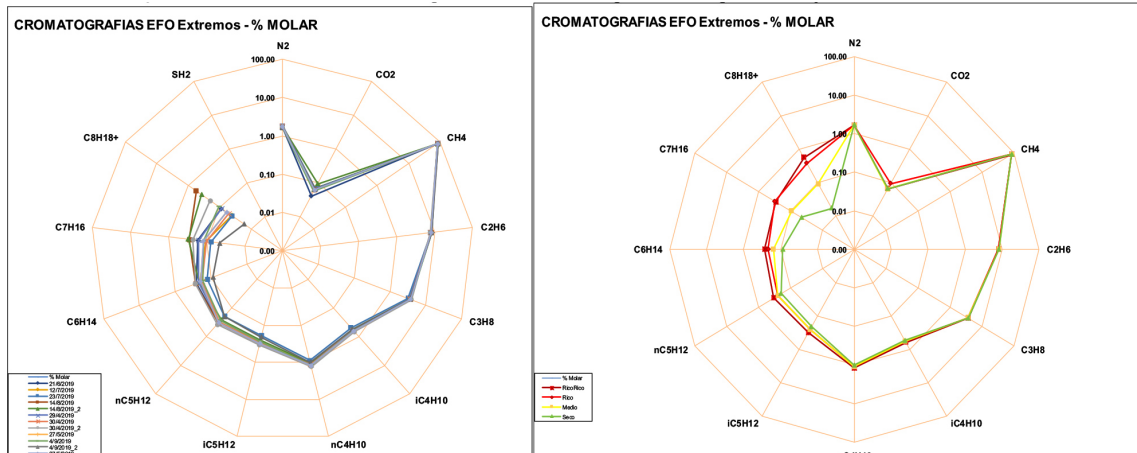


Figura 13 a. Composición del gas inyectado. Se inyecta Gas de aproximadamente (84 – 82% de CH₄) y figura 13 b. composiciones para usar en el modelo.

El siguiente gráfico muestra el ajuste logrado para el período de inyección:

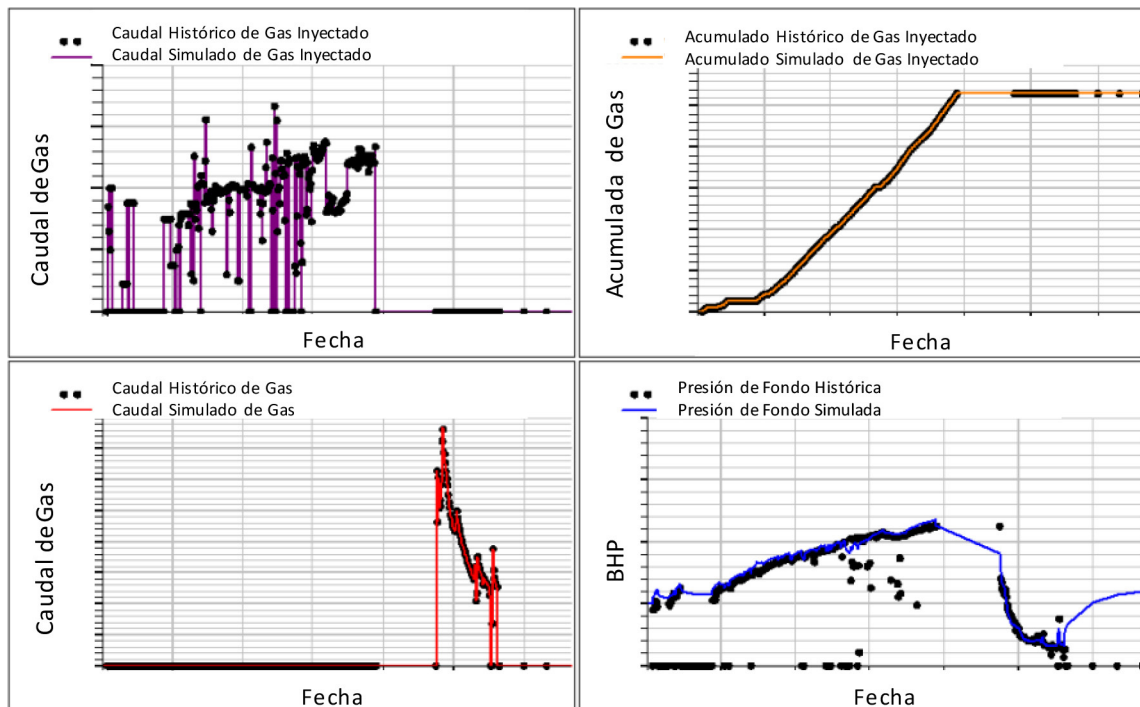


Figura 14. Ajuste histórico de presiones y caudales del pozo para el período de inyección y producción (Control GRAT).

Producción post inyección (primer período)

El período de producción post inyección se extiende de diciembre de 2019 a febrero de 2020. Luego de este período el pozo fue intervenido para *pulling* colocándose un tapón reperforable sobre el tope de los punzados (Simulado utilizando el *keyword* WELOPENL STOP en el modelo) y el pozo continuo en esta condición hasta enero de 2021.

Se efectúan sensibilidades inyectando distintas composiciones de gas, según lo mostrado en la Figura 13 b.

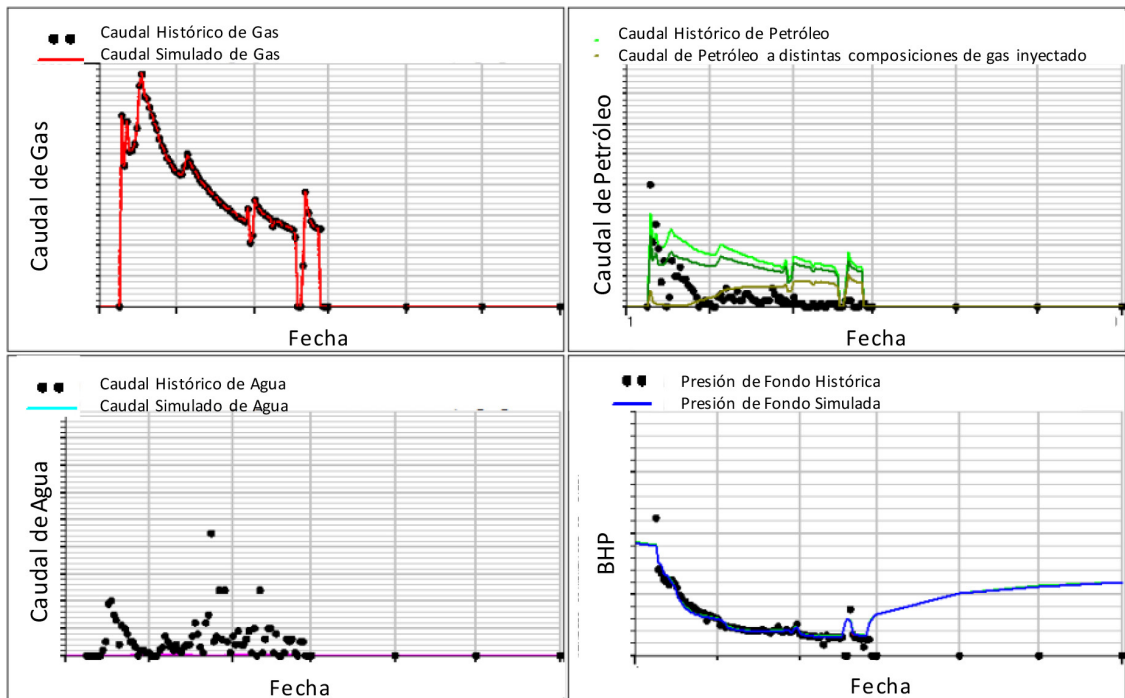


Figura 15. Ajuste histórico de presiones y caudales del pozo para el período de producción post inyección. (Control RESV).

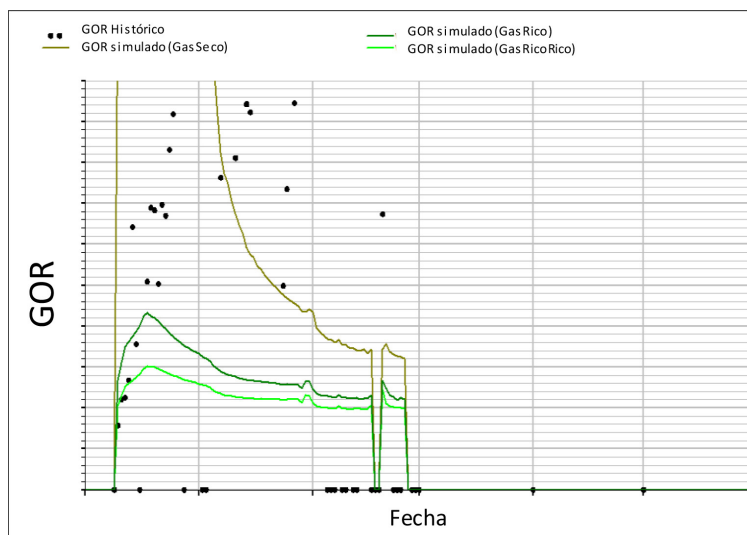


Figura 16. Gráfico de evolución del GOR, para 3 composiciones de inyección.

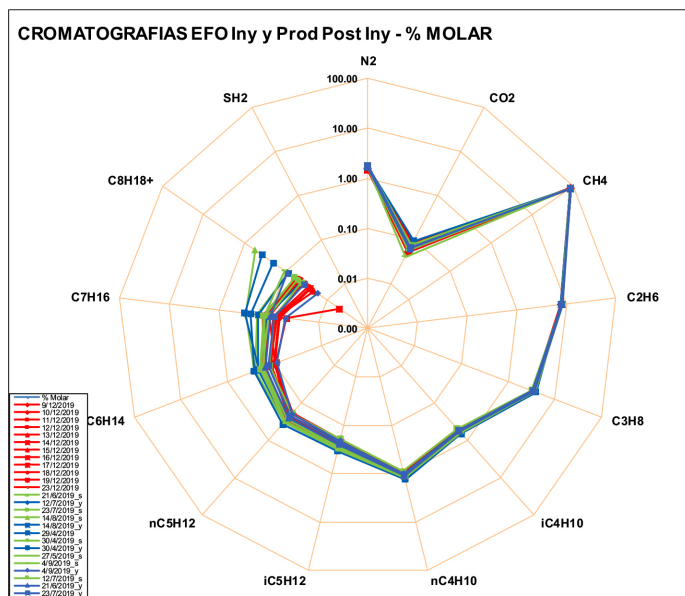
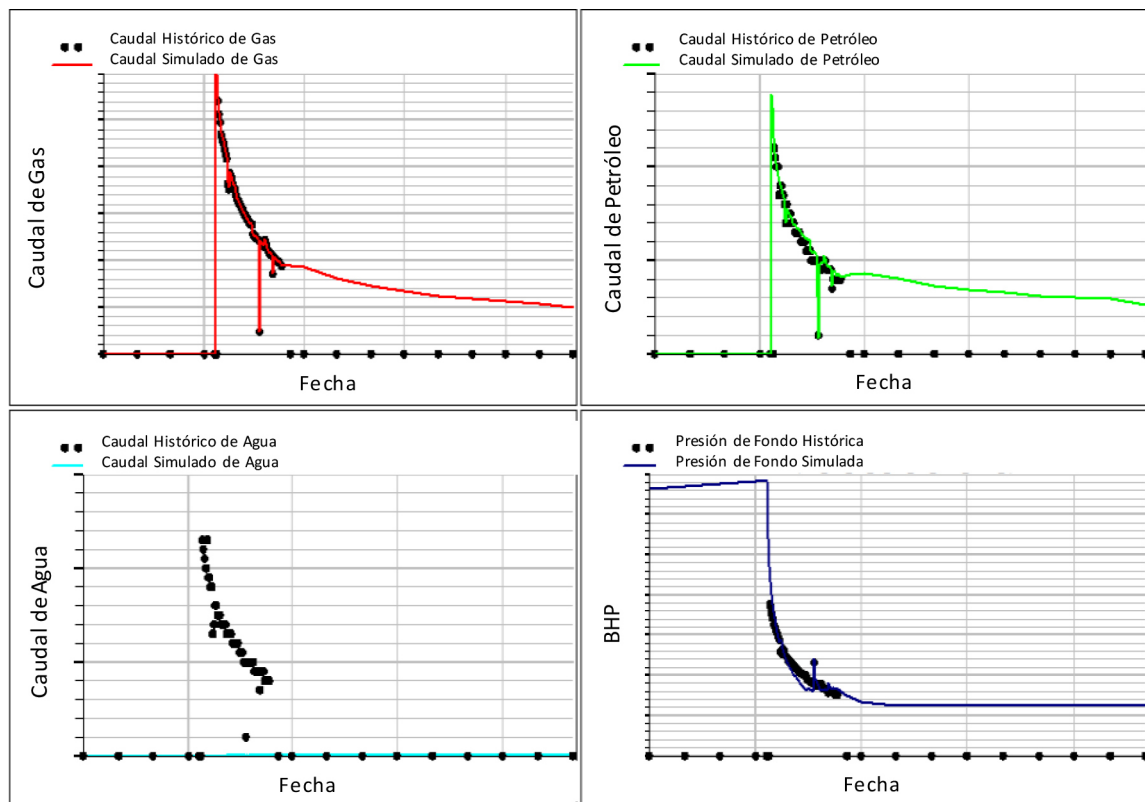


Figura 17. Gráfico comparación cromatografías: Azul: Gas inyectado (descarga compresor); Verde: Gas inyectado (succión compresor); Rojo: Gas Producido

Producción post inyección (último período)

Luego del período de producción mostrado anteriormente, el pozo se interviene para cambio de instalación y queda colocado un tapón por encima de los punzados. Se esperaba volver a poner en producción el pozo, pero debido a las restricciones causadas por la pandemia, se retrasa esta actividad.



PRONÓSTICOS

Se decidió realizar una serie de pronósticos para analizar el potencial del campo y validar diferentes actividades:

- 1- Escenario Base sin actividad futura. Se continúa con el pozo en producción en condiciones actuales, se controla el pozo por presión dinámica de fondo y se dejan declinar.
- 2 - Escenario de segundo ciclo de inyección: Se continua con el pozo produciendo en condiciones actuales y luego se inyecta con un nuevo compresor a un caudal mayor durante el verano y en mayo se pone nuevamente a producir. Se controla por caudal de gas nominal del compresor limitando la BHP y se controla por BHP en los períodos de producción. Estos ciclos se repiten con este esquema hasta el fin de la concesión, luego se deja declinar la producción.

Escenario base

Es el escenario utilizado para comparación. Se mantiene como en la situación actual. Se controla por BHP.

Ajuste y pronóstico del pozo:

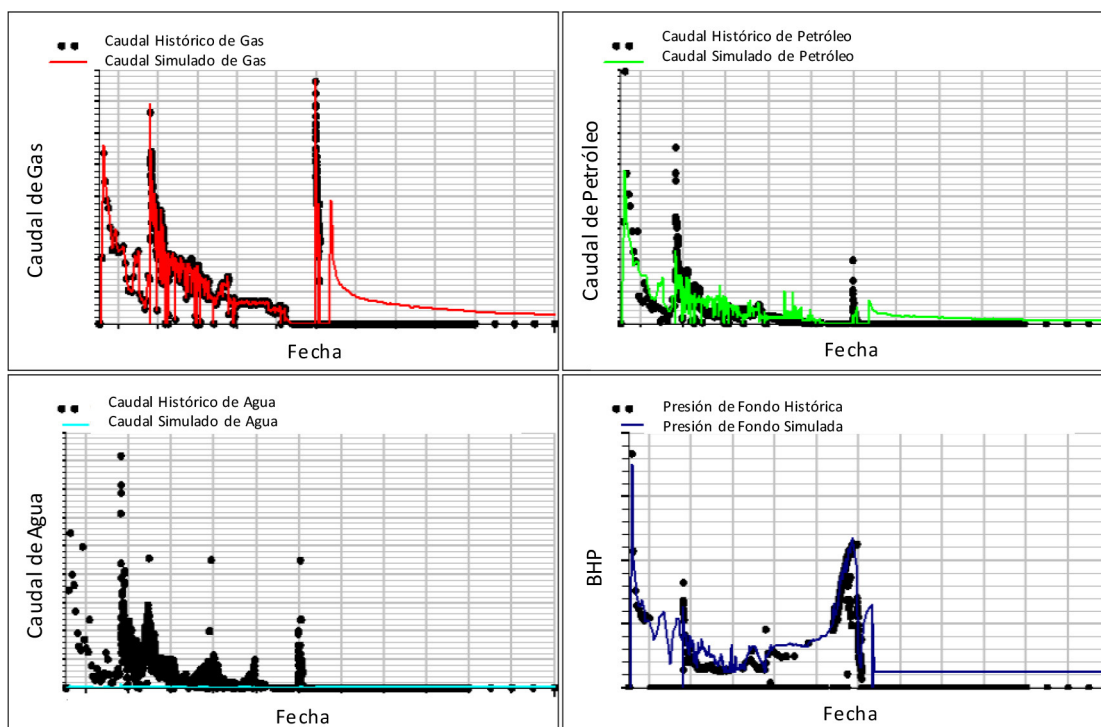


Figura 19. Escenarios base pozo "Pozo1". Caudales y presiones.

Escenarios con ciclos de inyección posterior

Para el escenario de ciclos de inyección futuros, se considera que se contará con un nuevo compresor que permitirá operar con otras condiciones. El gas empleado para estos períodos es un gas muy seco (denominado “SecoSeco” en WELLSTRE) que contiene un 98% de Metano, como ideal de gas a inyectar.

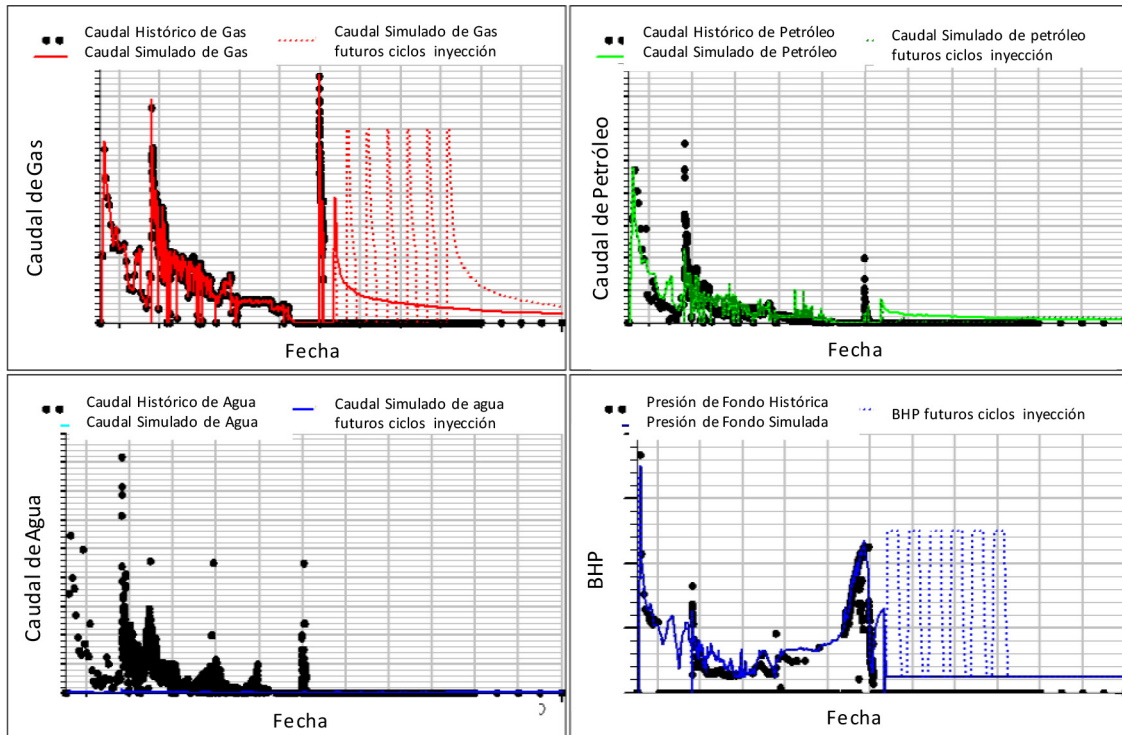


Figura 20. Caudales y presiones “Pozo1” caso base e inyección posterior.

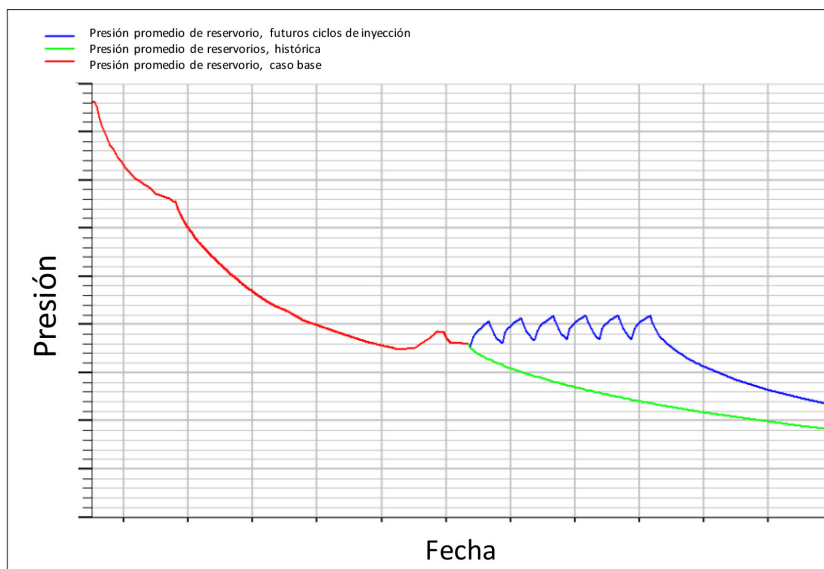


Figura 21. Acumuladas de gas y petróleo para ambos escenarios “Pozo1”. Línea continua escenario sin actividad y línea de trazo escenario de inyección.

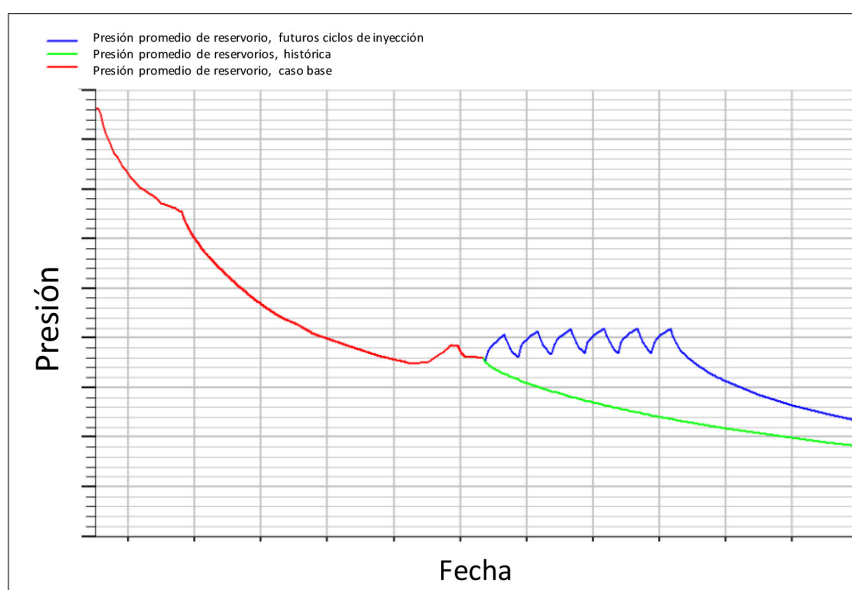


Figura 22. evolución de la presión promedio de reservorio, para el ajuste histórico y los distintos pronósticos.

Composición del gas producido

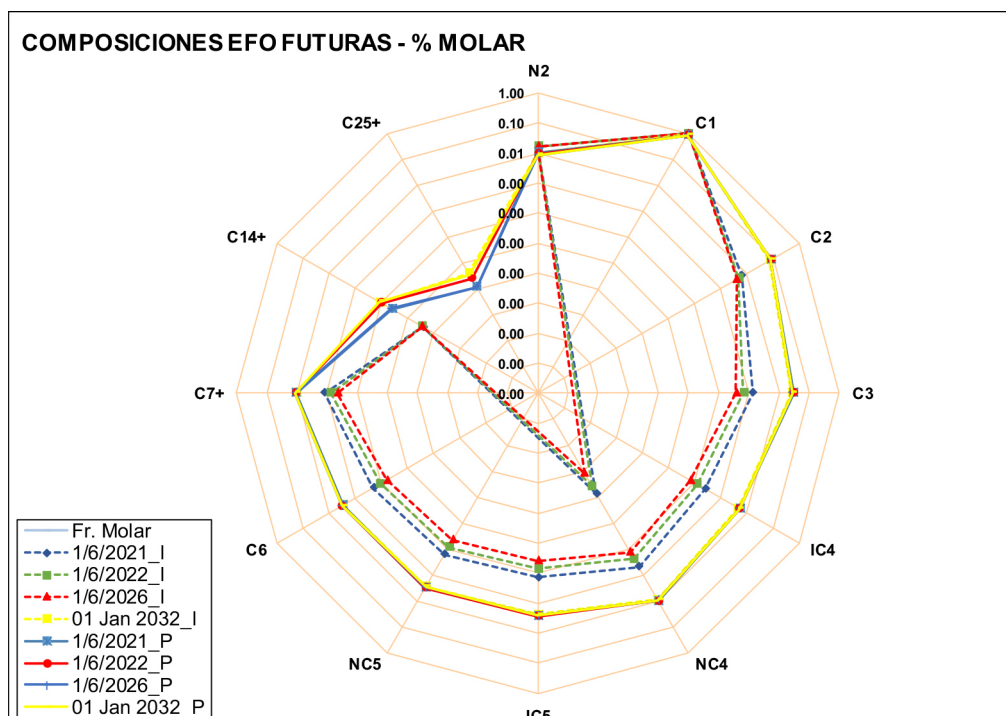


Figura 23. Comparación composición del gas producido, para el escenario base de producción (línea continua) y escenario de inyección (línea de trazo).

Se puede apreciar que para los casos de inyección el gas producido es muy seco (97% C1), asemejándose al gas inyectado (98% metano). Luego de un tiempo considerable (enero 2032) las composiciones prácticamente se igualan (líneas amarillas).

Se evidencia que se produce un enriquecimiento del gas en los componentes pesados, ya que la concentración de los mismos en el gas inyectado es nula, no obstante, este enriquecimiento tendría poco atractivo comercial.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL

Debido a que en los casos presentados anteriormente se ha logrado inyectar volúmenes considerables de gas, y luego se ha logrado producir prácticamente todo el volumen inyectado, se propuso visualizar la capacidad de este sistema de actuar como un almacenamiento subterráneo de gas.

Si bien se ha dispuesto de un nuevo compresor para continuar el proceso de inyección, el mismo no ha sido probado en las condiciones de operación esperadas y existe cierta incertidumbre de la BHP a la cual se podrá inyectar con este equipamiento. Se han realizado sensibilidades inyectando a la máxima BHP alcanzada en el primer ciclo y algunas presiones superiores.

En todos los casos se considera inyección de octubre a abril y producción de mayo a septiembre.

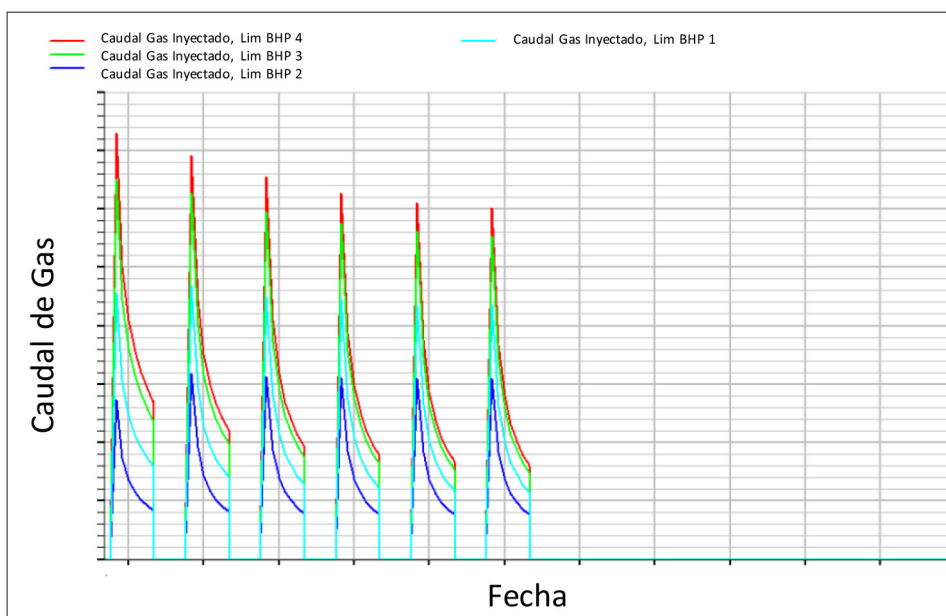


Figura 24. sensibilidad del caudal de gas inyectado a la BHP alcanzada: En todos los casos se controla por GRAT inyectando 200 km³/d, limitando BHP a: curva azul: 200 bar, curva cian: 250 bar, curva verde 300 bar y curva roja 320 bar.

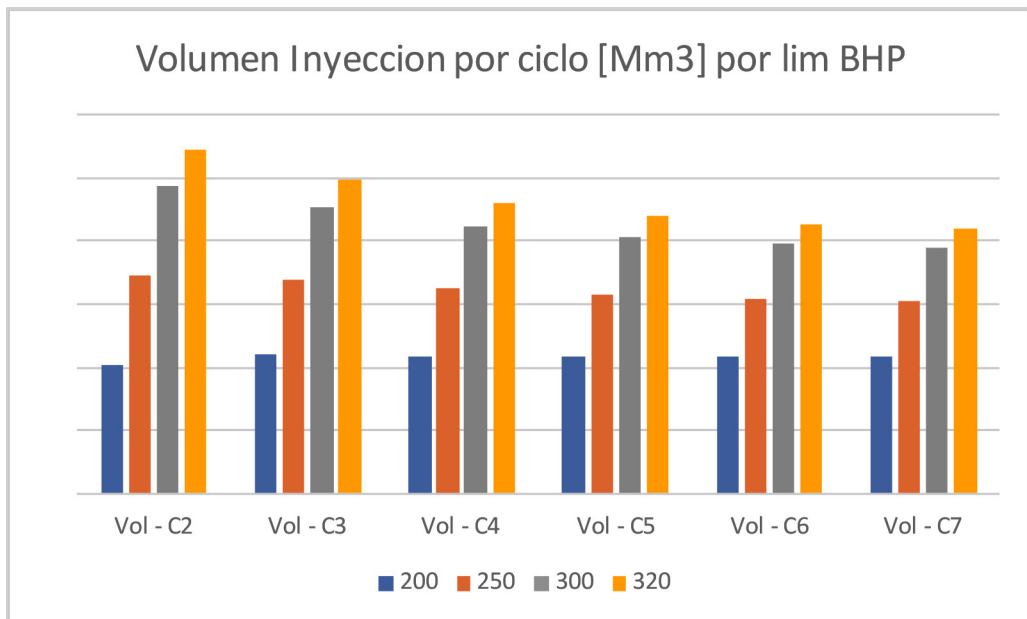


Figura 25. Volúmenes [MSm³] inyectados por ciclo a distintas BHP.

Este análisis se realizó para un pozo en particular, pero se buscaba realizar una estimación preliminar del potencial del campo completo para considerar el almacenamiento.

Para este efecto, se calculó un polígono alrededor del pozo en función del resultado del área de influencia y el volumen inyectado observados en el simulador (ver Figura 26).

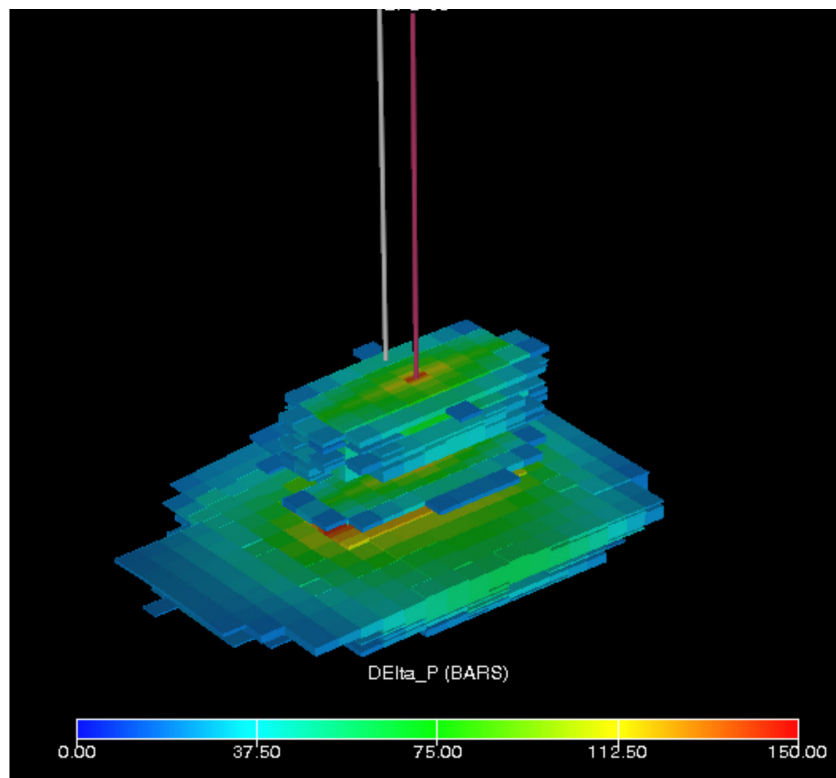


Figura 26. Esquema de presión diferencial [BARSa] generada por la inyección, para un caso dado (Sin Escala).

Luego, se aplicaron estos polígonos al modelo estático general del campo, en las cercanías de los pozos identificados como candidatos de almacenamiento. Para definir estos pozos, se buscó que tengan parámetros de producción semejantes al pozo de estudio. Luego se realizó la volumetría para los candidatos propuestos y de este modelo se obtuvo el potencial de almacenamiento del campo, sumando los volúmenes de cada pozo.

CONCLUSIONES

- El modelo presenta un ajuste histórico aceptable. La calidad y cantidad de datos genera ciertas incertidumbres sobre todo en los parámetros de producción.
- Se logra reproducir adecuadamente el período de inyección y producción posterior, lo que sugiere que el balance de materia es adecuado.
- Tanto la prueba de campo como el piloto, muestran que es factible inyectar estos caudales de gas en las condiciones de depletación que se encontraba el pozo.
- La recuperación de líquidos no es significativa, tanto en el modelo como en la prueba de campo, por lo tanto no parece ser atractivo el beneficio económico asociado a este proceso.

RECOMENDACIONES

- Se aconseja realizar un poblado de facies en el modelo geocelular, con su correspondiente ley porosidad-permeabilidad, esto permitiría reducir las incertidumbres asociadas a las extensiones laterales y a la permeabilidad de la matriz.
- Se recomienda llevar a cabo un exhaustivo plan de monitoreo de los pilotos, asegurándose antes de la ejecución que todas las variables críticas estarán medidas de forma adecuada, antes de implementarlo en campo. (ej. *Croma on line*, etc).
- Asegurar que la línea base esté debidamente definida y registrada antes de comenzar la implementación de los pilotos.
- Por más que el ensayo haya demostrado que la inyección es factible, se recomienda evaluar detalladamente los costos y HHP necesarios para lograrlo, ya que podría ser desfavorable frente a otros procesos de inyección de gas, en caso que se quisiera realizar un proceso de almacenamiento subterráneo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a YPF S.A. por la posibilidad de realizar este trabajo y permitir la presentación de los datos. Se agradece, también a aquellos compañeros que aportaron su opinión para la realización del mismo.

REFERENCIAS CITADAS

- García, M. E.; Iglesias, S.; Montagna, A. O.; Otarola, N.; Potás, G.; Valenzuela, G. 2018. Los reservorios de arenas compactas del Grupo Cuyo Yacimiento Estación Fernández Oro. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza en Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas.

