

CARACTERIZACIÓN AVANZADA DE RESERVORIOS EN VACA MUERTA USANDO TECNOLOGÍA DE TRAZADORES QUÍMICOS

Autores: Tracerco, Patricio Panichelli (patricio.panichelli@tracerco.com); Chevron, Pablo Crespo (pablo.crespo@chevron.com) YPF, Iván Lanusse Noguera (ivan.lanussenoguera@ypf.com); Y-TEC, Joaquín Ramírez (joaquin.Ramirezmartinez@ypftecnologia.com)

Sinopsis

La selección de horizontes objetivo dentro de formaciones no convencionales es un factor determinante sobre la productividad de los pozos. En formaciones no convencionales de gran espesor, como lo es Vaca Muerta, los operadores están buscando nuevas formas de cuantificar la producción de cada una de las etapas de fractura hidráulica ejecutadas en el pozo.

Es de vital importancia para los operadores tener seguridad de que cada sección del pozo estimulada esté contribuyendo de forma efectiva a la producción del pozo, y que la limpieza de todas las fracturas se ha realizado correctamente.

Otros desafíos, como la selección del espaciamiento óptimo entre clústers, etapas y pozos, que permitan optimizar los costos de perforación y estimulación, maximizando la recuperación final, aparecen entre las preocupaciones principales de los operadores.

Una de las respuestas de la industria a estos interrogantes ha sido el uso de trazadores químicos durante el proceso de estimulación. Desde 2013, el uso de trazadores químicos para marcar agua, petróleo y gas ha tomado gran aceptación en pozos no convencionales de USA, con más de 30,000 etapas marcadas usando esta tecnología.

Este trabajo describe la técnica utilizada en campo para aplicación de los trazadores químicos en un pozo horizontal multifracturado de 15 etapas en la Formación Vaca Muerta. El trabajo también comenta sobre la interpretación de los datos, necesaria para obtener el perfil de producción de petróleo y de agua de *flowback* durante 60 días desde la puesta en producción.

Los resultados de los trazadores químicos evidenciaron las zonas de mayor producción de petróleo, y de mayor *flowback* de agua de estimulación, así como también confirmaron la limpieza del pozo.

Una herramienta de monitoreo de producción de largo plazo por etapa, como son los trazadores químicos, ofrece al operador la posibilidad de correlacionar cambios operativos (como cambios de *choke*) con la respuesta individual de cada etapa. Es posible identificar qué etapas contribuyen a los incrementos de producción, ante cada cambio operativo.

Finalmente, fue observado que la integración de la información generada por los trazadores, la interpretación geológica, muestran un alto grado de correlación que ayudó al equipo de reservorios a explicar las diferencias en la productividad de cada una de las etapas de fractura hidráulica en el nivel navegado.

Introducción

La Formación Vaca Muerta, unidad depositada durante el Tithoniano temprano a Valanginiano temprano como una sucesión marina de fangolitas silicásticas a calcáreas ricas en materia orgánica, es la principal roca generadora de la cuenca Neuquina. Dadas sus condiciones geoquímicas y petrofísicas, en los últimos 7 años se ha convertido en el reservorio no convencional de principal interés en la Argentina, en función de los recursos de *shale oil* y *shale gas* que se estiman para la unidad mencionada.

El objetivo de las etapas tempranas de exploración y delineación de la Formación Vaca Muerta ha sido su caracterización como reservorio no convencional para la definición de las condiciones petrofísicas y geomecánicas óptimas para la navegación de los pozos horizontales.

Considerando la gran extensión areal y los diferentes tipos de fluidos encontrados, la fFormación Vaca Muerta requiere estrategias de explotación, terminación y estimulación, que pueden variar de una región a otra. Muchos operadores se encuentran en las etapas tempranas de la curva de aprendizaje para perforación y completación, y se encuentran frente al desafío de desarrollar de manera óptima este recurso.

Particularmente en el bloque Narambuena, área de estudio del presente trabajo, el intervalo de interés presenta un espesor, que ronda los 200 a 320 m, y en función de los pozos ejecutados, se han identificado al menos 3 intervalos de principal interés ante un posible desarrollo masivo. Dichos intervalos demuestran que existe variabilidad lateral y vertical del reservorio, así como también de la calidad del hidrocarburo producido. Esto lleva a la necesidad de una correcta y completa adquisición de datos durante la delineación del *play* con el objetivo de optimizar futuros resultados y lograr una estrategia de desarrollo acorde.

Este trabajo describe la aplicación de trazadores químicos en un pozo horizontal de Vaca Muerta, detallando los resultados y la correlación de ellos con otras fuentes de información como estudios de laboratorio sobre *cutting*, *logs* de pozo y la interpretación sísmica.

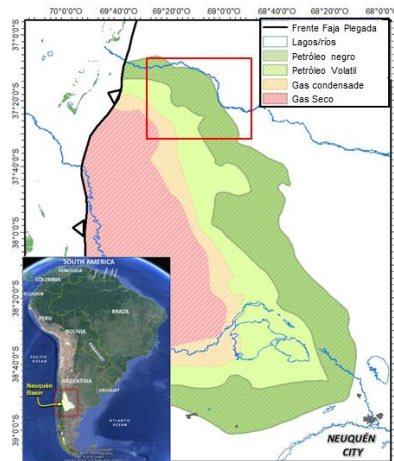


Fig 1. Ubicación del campo Narambuena

Estrategia de perforación y completación del pozo

La perforación fue diseñada para que el pozo horizontal sea navegado dentro de un intervalo acotado dentro de la Formación Vaca Muerta, previamente identificado con una serie de pozos verticales que fueron cuidadosamente posicionados en el bloque, y monitoreados dinámicamente mediante perfiles de producción (Crespo, Lanusse, *et al.*, 2017). Con una excelente ejecución de los ingenieros de perforación, finalmente, el pozo fue navegado dentro de una ventana de 6 metros de espesor en el intervalo de interés identificado.

Con un claro objetivo exploratorio, los ingenieros han diseñado la completación del pozo horizontal con la finalidad de evaluar el potencial productivo del bloque Narambuena. Por esta razón, el frac-plan fue diseñado acorde a las lecciones aprendidas en otros activos No Convencionales de ambas compañías (Chevron e YPF), pero sin perder de vista, que cualquier modificación significativa, agregaría incertidumbre al momento de realizar cualquier *benchmark* de producción con otros pozos horizontales en la cuenca. Próximos pasos en el proyecto incluirían la perforación de pozos con mayor longitud de brazo horizontal y diseños de fractura hidráulica optimizados, buscando así, optimizar los económicos del proyecto.

Teniendo en cuenta lo previamente mencionado, el pozo horizontal fue completado exitosamente y sin inconvenientes operativos, con 15 etapas de fractura hidráulica y un diseño que incluyó Slick-Water, Gel-Lineal y X-Linkeado con una intensidad promedio de agente sostén de ~2000 lb/ft y tres tipos de malla diferentes.

Las etapas de fractura hidráulica han sido ubicadas geométricamente a lo largo del brazo horizontal, sin embargo, la posición de los clústers fue seleccionada en función a la respuesta del Gamma Ray y Resistividad, así como estudios sobre *cutting*, para evitar grandes contrastes de stress dentro de una misma etapa. (referencia sección futura)

Para complementar el diseño de completación, se ha construido y ajustado, con las cartas de fractura hidráulica y los datos de producción, un modelo integrado de simulación numérica, cuyo objetivo es optimizar el futuro desarrollo del campo en términos de: *Landing Points*, *Well Spacing*, Diseño de Fractura Hidráulica y *Choke Management*.

Flowback del pozo

Es un fenómeno conocido en la industria que los *Shales* que se encuentran altamente sobre-presionados (presión de reservorio muy superior a la presión hidrostática), y acusan un efecto geomecánico al ser colocados en producción, ya que la presión comienza a decaer en la zona estimulada o red de fracturas hidráulicas; es decir que la conductividad de las mismas es susceptible de reducirse sustancialmente.

También es conocido el impacto de la estrategia de gerenciamiento del orificio de producción en la conductividad de la fractura hidráulica en los reservorios no convencionales, en donde el elevado stress neto ejercido sobre el agente sostén puede generar daño, el cual será mayor mientras el declino de presión aumente, es decir, mayor será el *drawdown* ejercido sobre las fracturas hidráulicas y el nano-poro. Esto se traduce en una alta exigencia sobre el agente de sostén en su interior que puede llegar a su límite de resistencia y romperse (efecto de *crushing*) y/o empotrarse en la roca (*embedment*). A su vez, este último puede generar el desprendimiento de finos de la formación (conocido como *spalling*). Todos estos fenómenos, pueden contribuir por separado o en conjunto a reducir en gran magnitud la conductividad de la red de fracturas creadas. Por este motivo, se ha diseñado una apertura del pozo en forma gradual, utilizando tres diferentes diámetros de orificio. El primer diámetro fue utilizado para descomprimir el

pozo de la presión confinada dentro de la fractura hidráulica post completación. Una vez descomprimido el pozo, se utilizó un orificio de diámetro mayor, hasta alcanzar un declino de presión de fluencia ~ estabilizado, momento en el cual se ha incrementado el orificio a el tercer diámetro para continuar su fluencia natural, hasta el momento en que un método de levantamiento artificial sea necesario. Esta es una estrategia conservadora que tiene como objetivo minimizar el daño a la conductividad de las fracturas.

Para la identificación del aporte relativo de producción de cada una de las etapas, se han utilizado trazadores químicos de petróleo y agua. La estrategia de muestreo de dichos trazadores, incluyendo periodos de producción utilizando distintos diámetros de orificio se puede ver en más detalle en las siguientes secciones.

Uno de los desafíos que debe ver la ingeniería de reservorios en los *plays* No convencionales es estimar la acumulada final del mismo (EUR, por sus siglas en inglés *Estimated Ultimate Recovery*).

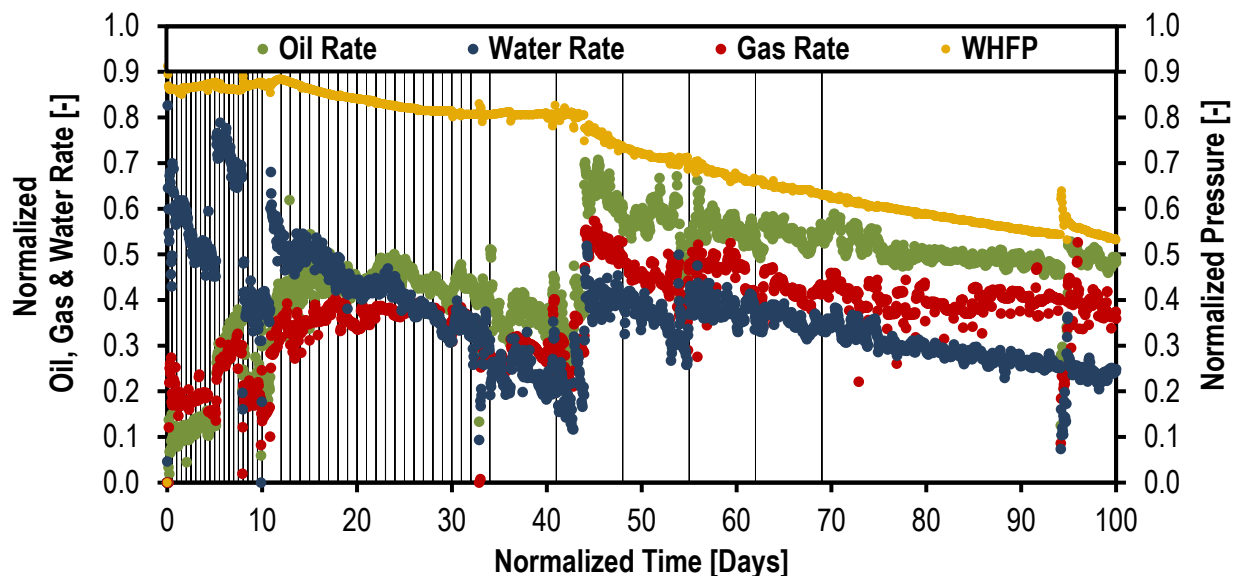


Fig 2. Gráfico de presión y producción normalizado

Breve historia de la tecnología de trazadores químicos para petróleo

El uso de trazadores en la industria de petróleo y gas tiene una trayectoria de casi 70 años. Otras disciplinas, como la hidrogeología y la geotermal utilizaron trazadores para estudiar el transporte de fluidos en acuíferos y rocas geotermales fracturadas antes que la industria del petróleo comenzara a usar trazadores para caracterizar reservorios, alrededor del año 1950. Los primeros trazadores utilizados eran radioactivos, principalmente isótopos del agua. Por razones de seguridad y medio ambiente fueron reemplazados por trazadores químicos, amigables con el medio ambiente.

En reservorios convencionales, los trazadores son inyectados en pozos inyector para evaluar la eficiencia del programa de recuperación secundaria o terciaria. En yacimientos no convencionales, el análisis de retorno de trazadores es usado para determinar la efectividad de la estimulación hidráulica y la conectividad de las fracturas creadas. Los estudios de trazadores en pozos no convencionales siguen tres objetivos: (1) Identificar la efectividad de la estimulación, (2) las regiones de mayor potencial en formaciones de gran extensión vertical y (3) determinar el grado de conexión o interferencia entre pozos

vecinos. Este último punto es de gran importancia para definir el espaciamiento entre pozos y las dimensiones del plan de estimulación óptimo.

En comparación con otras mediciones, basadas en herramientas, que proveen una imagen puntual en el tiempo, el uso de trazadores químicos tiene la capacidad de monitorear y medir el flujo de las diferentes zonas del pozo durante un período mayor, de forma continua, no-intrusiva, sin riesgo y llegando hasta 6 meses de lectura. Una recopilación completa de los métodos de estimación de flujo por zona en pozos multifracturados puede obtenerse en Lal *et al.* (2017). Los datos de campo rara vez son perfectos o completos, por lo tanto, los mejores resultados de interpretación son obtenidos al contrastar y comparar las diferentes fuentes de información disponibles al ingeniero de reservorios (King *et al.* 2014). En la literatura pueden encontrarse ejemplos de correlación entre los resultados de trazadores, la geología y otras fuentes de información, como registros de producción (PLT), pruebas de camisas, y microsísmica. (King *et al.* 2011, Catlett *et al.* 2013, Dang 2016, Lal *et al.* 2017)

Los trazadores químicos son compuestos solubles en la fase objetivo, que puede ser tanto el agua, el petróleo o el gas. Pueden ser tanto líquidos como sólidos, estables a condiciones de reservorio y a lo largo de todo el proceso de bombeo, tener un coeficiente de partición mínimo para otras fases, no sufrir absorción a la roca del reservorio, un bajo límite de detección, y ser amigables con el medio ambiente (Huseby *et al.* 2007). Los trazadores de hidrocarburos utilizados forman una emulsión inestable en el fluido de fractura, y se disuelven en la fase hidrocarburo al entrar en contacto con los fluidos de formación.

Existen tres formas de aplicación de trazadores en pozos no convencionales: (1) trazadores “de emulsión” que son bombeados junto con el fluido de fractura, (2) trazadores “de punzado” que son incorporados a las cargas explosivas del punzado, y (3) trazadores “inflow”, que son trazadores en estado sólido incorporados a la completación del pozo con una tasa de liberación controlada. La gran mayoría de las aplicaciones de trazadores en pozos no convencionales sigue la primera forma de aplicación, ya que además de ser una opción con buena relación costo/beneficio, ofrece el beneficio adicional de poder medir la conexión o interferencia entre pozos.

Aplicación de trazadores químicos

Aproximadamente un galón de trazador es inyectado durante las operaciones de bombeo de fluidos de estimulación. Cada etapa recibe una especie de trazador diferente, que puede ser identificado y cuantificado en superficie sin interferencia con los otros ni con componentes del fluido de fractura o de formación.

En el proyecto estudiado, **15** trazadores diferentes de petróleo fueron utilizados, y **16** trazadores diferentes de agua fueron utilizados. Las 15 etapas del pozo fueron marcadas con un par único de trazadores de agua y petróleo. Además, un trazador de agua adicional y diferente a todos los otros, fue bombeado en todas las etapas de la estimulación (Fig 3). Este trazador es llamado de “trazador global de agua”, y cumple la función de monitorear la dilución de agua de *flowback* con el agua de formación, que no está trazada.

Stage	Tracer ID		
	Oil	Water	Global Water
1	O-01	W-01	W-16
2	O-02	W-02	W-16
3	O-03	W-03	W-16
4	O-04	W-04	W-16
5	O-05	W-05	W-16
6	O-06	W-06	W-16
7	O-07	W-07	W-16
8	O-08	W-08	W-16
9	O-09	W-09	W-16
10	O-10	W-10	W-16
11	O-11	W-11	W-16
12	O-12	W-12	W-16
13	O-13	W-13	W-16
14	O-14	W-14	W-16
15	O-15	W-15	W-16

Fig 3. Distribución de trazadores por etapa

Durante el período de *flowback*, muestras de agua y petróleo son recolectadas e identificadas, y enviadas para análisis de trazadores. El tiempo de vida del estudio dependerá de la producción acumulada del pozo, variando entre 1 y 6 meses. Al final del estudio de trazadores, el porcentual de masa inyectada de cada trazador que fue recuperada es evaluado y comparado. Esta comparación forma la base cuantitativa del estudio.

En este estudio, 55 días de monitoreo fueron registrados. En total, **48** muestras de agua y **46** muestras de petróleo fueron analizadas.

Interpretación de los datos del estudio de trazadores

1. Perfil Consolidado

Las concentraciones medidas en cada muestra, junto con las producciones acumuladas son utilizadas para calcular la recuperación másica de trazadores a cada momento del estudio (ec.1).

$$m_{prod} = \int_{t_1}^{t_2} Q \cdot C \, dt$$

A continuación, para cada etapa/trazador, es calculado el porcentual de masa producida, sobre el total bombeado. Los porcentuales de recuperación son comparados para establecer la distribución de flujo entre las diferentes etapas del pozo. Una etapa con alto caudal de petróleo, por ejemplo, recuperará un alto porcentaje del trazador de petróleo, con un flujo másico mayor, que una etapa con producción marginal.

El mismo proceso se hace tanto para los trazadores de petróleo como los trazadores de agua, obteniéndose un perfil de producción de petróleo y de *flowback* de agua de estimulación (Fig 4).

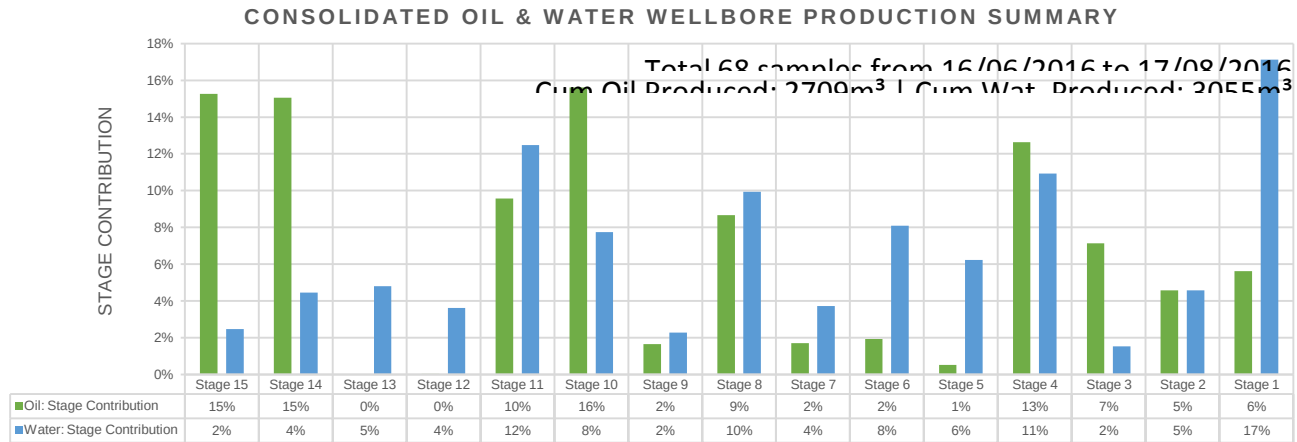


Fig 4. Perfil consolidado de producción del pozo

El pozo puede ser dividido en tres regiones:

- En general, las etapas del *heel* (etapas 15-10) mostraron buena producción de petróleo, con bajo *flowback* de agua. Esto puede deberse a una limpieza rápida de esas etapas y una mejor eficiencia de estimulación.
- La región media del pozo (etapas 9-5) no muestra un perfil consistente, con recuperación baja de trazadores de petróleo indicando poca producción de esa fase.
- El *toe* del pozo (etapas 4-1) tiene producción considerable, confirmando que todo el pozo está produciendo y contribuyendo al flujo.

2. Evolución de la contribución por etapa

Además del perfil de producción consolidado, a lo largo de todo el estudio, y hasta que el tiempo de vida de los trazadores lo permita, cada muestra puede ser analizada independientemente a distintos tiempos, para identificar cualquier cambio relativo en la producción de cada etapa. Esta interpretación es especialmente interesante para identificar las tendencias de contribución de cada etapa, y reconocer la influencia de cambios operativos sobre esta distribución de producción relativa. En la Fig 5 y la Fig 6, se muestran la tendencia de contribución de petróleo y de agua de *flowback*, respectivamente.

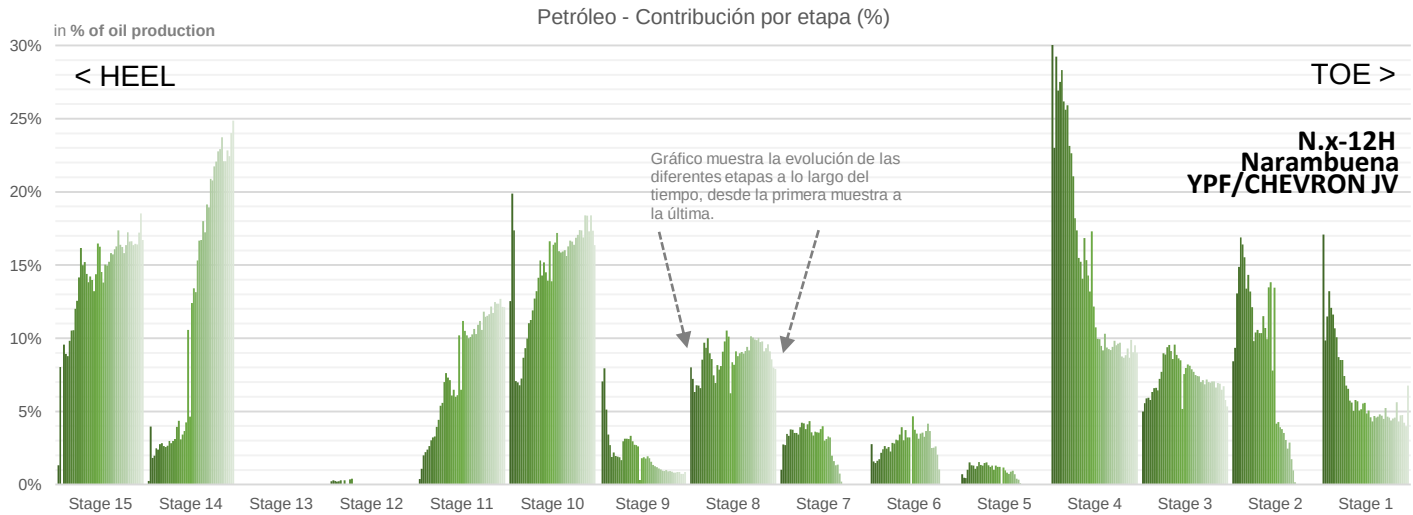


Fig 5. Evolución de la contribución de petróleo por etapa durante el estudio. El gráfico muestra la evolución de la contribución porcentual de cada etapa a lo largo del estudio. Por ejemplo, la etapa 4 muestra una producción inicial considerable, que luego se estabilizó en valores menores; mientras que la etapa 14 mostró un incremento sustancial en el aporte a la producción de petróleo luego de un evento de cambio de *choke*. El gráfico muestra un total de 46 muestras, colectadas a lo largo de 2 meses de producción.

En la Fig 5 se puede ver que, a lo largo del estudio, la contribución porcentual de petróleo de cada etapa tuvo cambios significativos. En particular, la región del toe (etapas 4-1) tiene una tendencia decreciente a lo largo del estudio, estabilizándose en valores inferiores a los observados durante los primeros días de producción. Sin embargo, el *heel* (etapas 15-10) gana importancia a lo largo del estudio y es claramente la región dominante hacia el final del mismo. Estos cambios tienen relación con la producción total del pozo y con los cambios operativos. En la siguiente sección se estudia este fenómeno con mayor profundidad.

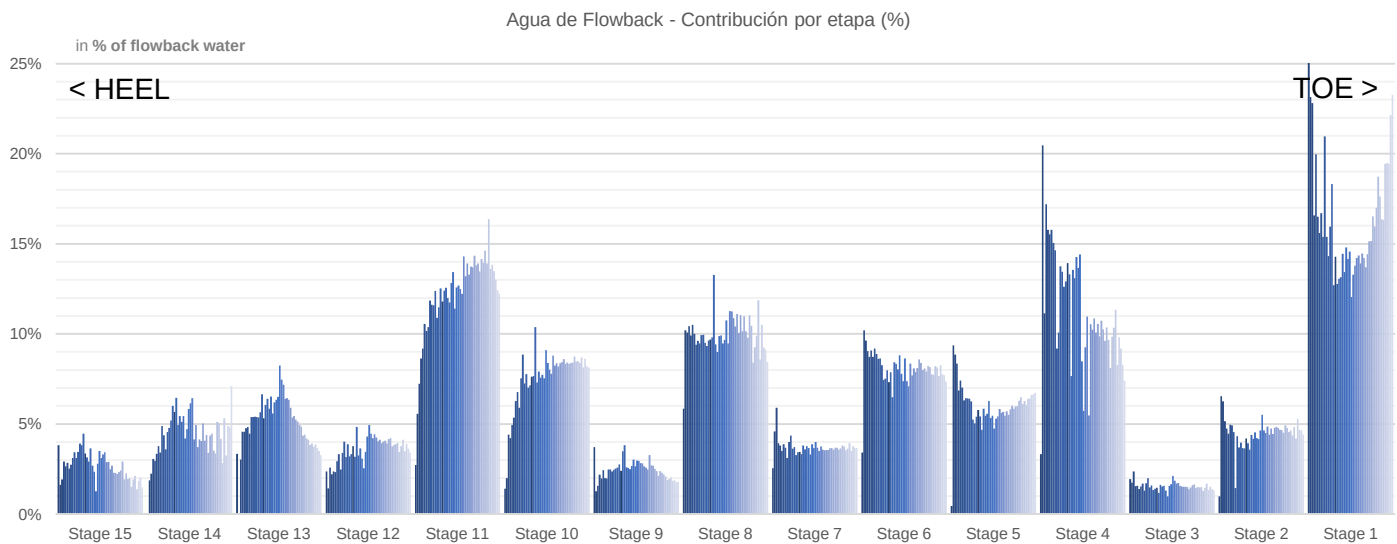


Fig 6. Porcentaje de contribución de *flowback* de agua por etapa, a lo largo del estudio. Todas las etapas muestran un *flowback* de agua de estimulación cuasi constante a lo largo del estudio. El gráfico muestra un total de 48 muestras, colectadas a lo largo de más de 2 meses de producción.

La contribución de agua de *flowback* de cada una de las etapas a lo largo del estudio, muestra un perfil estable, lo que indica que los cambios operativos de superficie no incidieron fuertemente en la contribución marginal de cada etapa, como muestra la Fig 6.

3. Cambios operativos y su influencia en la contribución de las etapas

A lo largo del período estudiado se identifican 5 períodos de flujo (Fig 7), dictados por el diámetro del *choke* utilizado, con marcadas diferencias en la producción de petróleo del pozo. Además del incremento en la producción de petróleo del pozo, la respuesta de trazadores mostró una redistribución de la producción de petróleo entre las distintas etapas; esto permitió identificar la región del pozo responsable por tales incrementos en la producción.

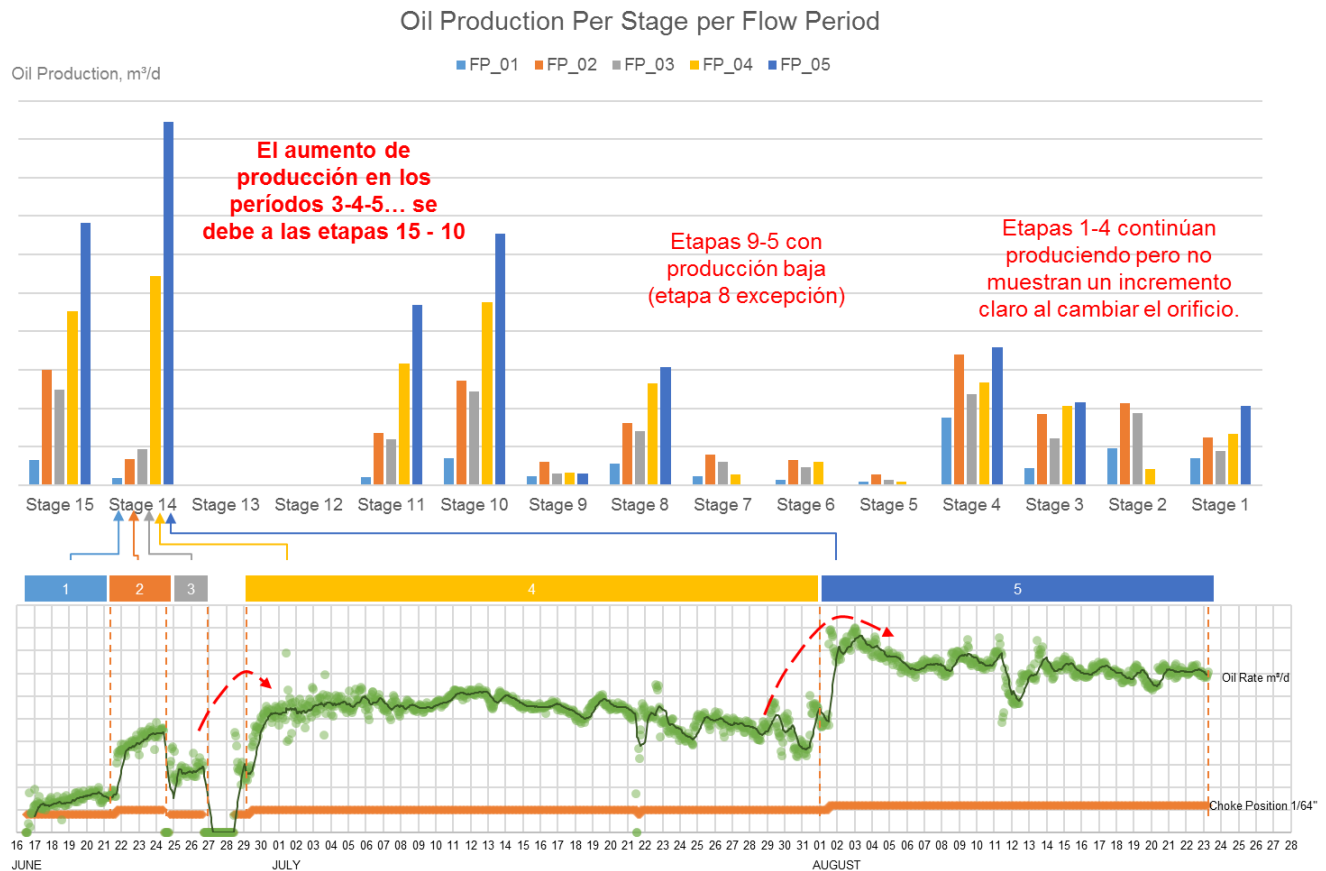


Fig 7. División del estudio en 5 períodos de flujo (inferior), y el perfil de producción de petróleo en cada período de flujo (superior), obtenido a partir de la interpretación del *flowback* de trazadores. Notar los grandes cambios en etapas próximas al *heel* (etapas 15-10), indicando una respuesta positiva a los cambios operativos.

Los resultados mostraron que la región del pozo principalmente responsable por los incrementos en producción, fue la región del *heel* (etapas 15-10). Otra forma de ver esta tendencia es con el gráfico de producción de petróleo agrupado por región del pozo, dividiendo la producción entre *heel*, *mid* y *toe*, mostrado en la Fig 8.

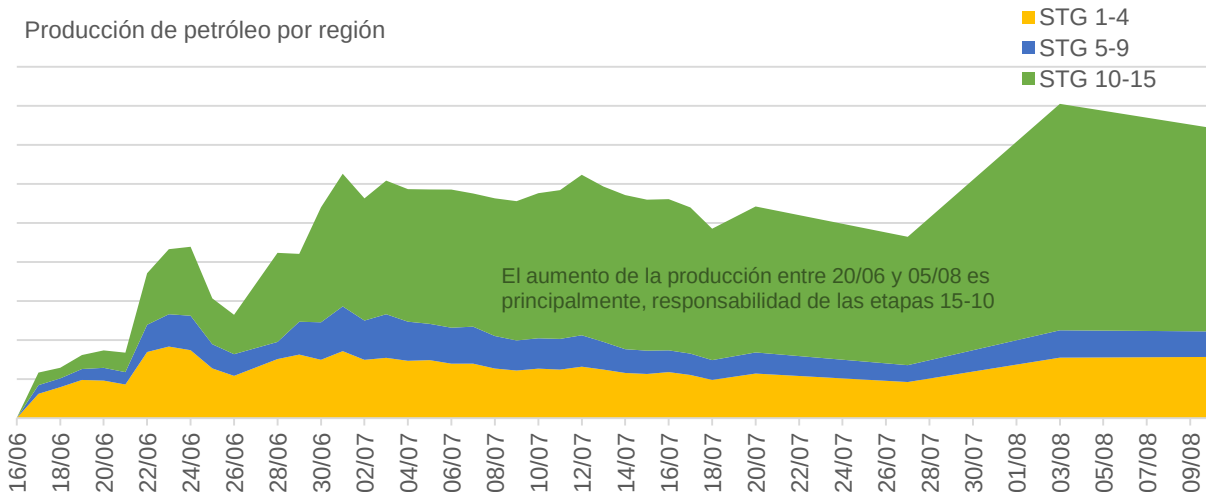


Fig 8. Producción de petróleo por región del pozo, dividiendo el pozo en tres regiones: *Heel*, etapas 15-10 en verde; *mid*, etapas 9-5 en azul; y *toe*, etapas 4-1 en amarillo. Es notoria la responsabilidad del *heel* en el incremento de producción observado en estos dos meses de producción.

Como se observa en la Fig 6, los cambios operativos tuvieron poca influencia en la distribución de la producción de agua de *flowback* en este pozo. Este hecho refuerza la importancia de correlacionar la producción de hidrocarburos con trazadores específicos para tal fase, y confirma que el comportamiento de *flowback* de agua de estimulación no es necesariamente correlativo con la producción de hidrocarburos de las zonas.

4. Impacto de la geología en la performance de producción

El equipo técnico del proyecto, previo a realizar la terminación del pozo, dividió el intervalo navegado en diferentes zonas de acuerdo a la respuesta del *Gamma Ray* y de la Resistividad, así como análisis sobre *cutting* y evidencias de gases y *cutting* recolectadas durante la perforación. Principalmente, se observaron 3 zonas bien diferenciadas, que se corresponden a pequeños desvíos en la trayectoria del pozo (Fig 9). Estas zonas con respuestas bien marcadas podrían estar relacionadas con distintas propiedades geomecánicas de la roca, impactando fuertemente en el crecimiento de las fracturas hidráulicas.

Considerando lo mencionado, una vez recibida la respuesta de los trazadores, esta premisa tomó aún más valor, al relacionar cada una de estas zonas con comportamientos de producción completamente diferentes.

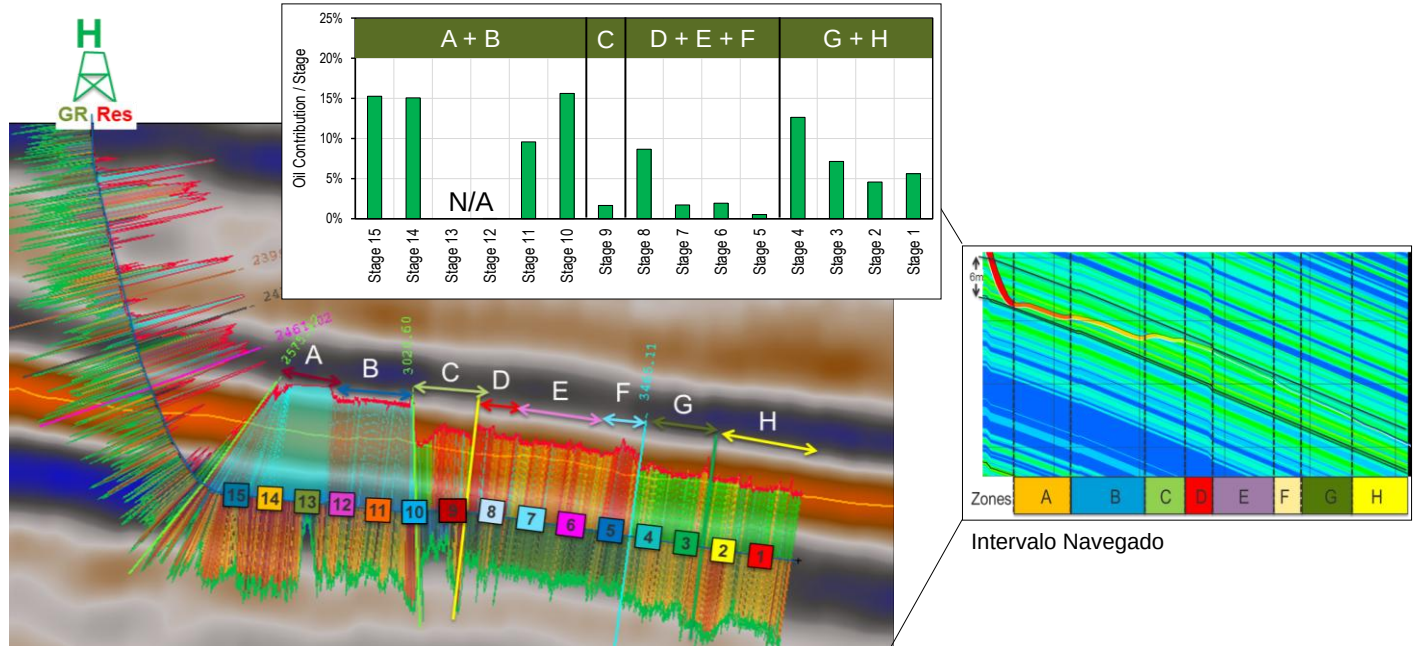


Fig 9. División geológica de la trayectoria del pozo utilizando GR y Res, y su correlación con el perfil de producción consolidado del pozo, obtenido con los trazadores químicos.

5. Conclusiones del estudio de Trazadores

En conclusión, los trazadores permitieron identificar tres regiones en el pozo, delimitadas de la siguiente manera: (1) etapas 15-10, con buena respuesta a los parámetros operativos y con un sólido incremento en la producción, (2) etapas 9-5, la sección media del pozo, con un desempeño abajo del promedio, y (3) las etapas 4-1 del toe, que confirmaron producción y limpieza desde el principio del estudio y que contribuyeron de forma moderada a la producción del pozo a lo largo del estudio. Estas etapas mostraron poca respuesta a los cambios operativos.

Interpretación geológica

El intervalo de navegación del pozo en la sección superior de Vaca Muerta, fue definido en base a la integración de los datos estáticos y dinámicos de los pozos verticales perforados y terminados en el área (Lanusse Noguera *et al.* 2017). De este modo, para asegurar que el pozo aterrice en la ventana de interés y navegue a lo largo de la misma durante toda su trayectoria, fue necesario evaluar la respuesta de los perfiles *Gamma Ray* y Resistividad de los pozos verticales, cercanos al pozo horizontal a perforar. También se verificó la inclinación aparente de las capas a atravesar en la dirección de la rama planificada para la construcción del *survey* direccional.

Una vez definida la ventana de navegación de 8 metros verticales, se generó un modelo *Gamma Ray* a partir del pozo de correlación, ubicado a aproximadamente 1 km, que sería utilizado como marco de referencia para el *geosteering* del nuevo sondeo.

Durante la perforación y terminación del pozo en estudio, se adquirió la siguiente información con el objetivo de caracterizar al reservorio y de integrar con los trazadores:

- Perfiles *Gamma Ray* y Resistividad LWD, cromatografía completa de gases, adquisición, descripción y análisis de cutting (COT, *Rock Eval*, FRX), cuya integración permitió identificar una importante heterogeneidad a lo largo de la rama lateral (Wilson *et al.* 2017; Lanusse Noguera *et al.* 2017).
- Monitoreo de microsísmica a partir de un pozo de correlación, con el objetivo de entender la geometría y el tamaño de las estimulaciones hidráulicas.

En base a los datos adquiridos y la heterogeneidad evidenciada, fue posible reconocer 3 secciones bien diferenciadas que a su vez fueron subdivididas en 8 zonas a lo largo de la rama horizontal del pozo.

Como fuera definido por Lanusse Noguera *et al.* (2017), dichas zonas fueron utilizadas para posicionar a las etapas de fractura, con el objetivo luego de evaluar su respuesta mediante el análisis de los trazadores. La variabilidad tanto estática como dinámica ha probado que existe correlación entre los datos adquiridos y por ende los cambios laterales del reservorio repercuten en el comportamiento de las diferentes etapas de estimulación.

En el periodo de tiempo analizado, las facies carbonáticas habrían evidenciado un mayor aporte de hidrocarburo, condición que puede evolucionar en el tiempo en función de la interacción de las fracturas hidráulicas con la roca.

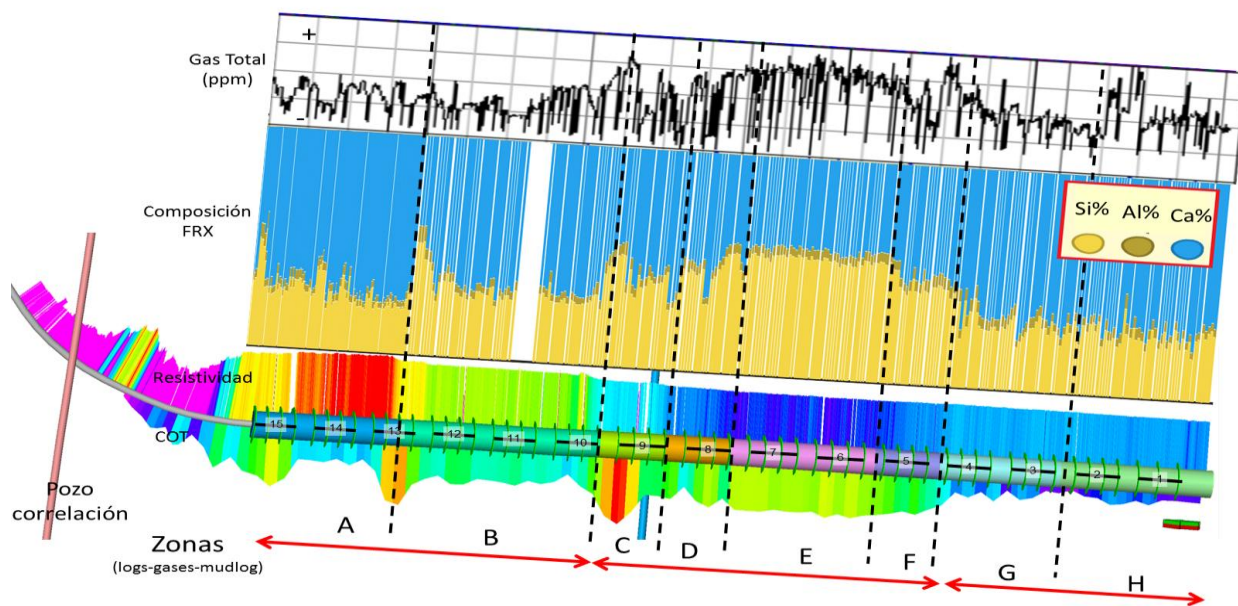


Fig 10. Interpretación geológica del pozo, y su división en tres regiones, integrando las informaciones de logs, gases, análisis de cutting y mudlog (A+B, C+D+E+F, y G+H)

Integración de los resultados

La combinación de los resultados del análisis geológico realizado, concuerda con el resultado mostrado por los trazadores inyectados en el pozo.

Es importante reconocer que el trazador es un dato “duro”, si bien su presencia en superficie indica que la etapa en la que fue inyectado es productiva, también la no detección del mismo se puede deber a la desconexión de la parte de la fractura llamada *Far Fracture Network*, lo cual nos permite realizar un análisis más profundo, por ejemplo al combinar con un PLT puntual e integrar estos datos con la geomecánica del área de forma de mejorar la calidad del fracturamiento hidráulico en nuevos pozos en esos niveles.

Conclusiones

La tecnología de trazadores químicos puede ser usada para mostrar la variación de la producción en el tiempo, etapa a etapa, en un pozo multi-fracturado, mientras el mismo pueda ser detectado en las muestras. El tiempo de vida del estudio depende de la cantidad de trazador utilizado y de la producción acumulada del pozo. Además de proveer una lectura sostenida en el tiempo, esta técnica no lleva asociado tiempos de parada de producción ni riesgos de ningún tipo para el pozo o para el personal de campo.

El uso de trazadores se engloba dentro de las tecnologías para mejorar el entendimiento de los reservorios Shale y el aporte de producción por cada etapa, tanto para la ventana de petróleo como para la de gas. Otras tecnologías complementares pueden ser microsísmica (para evaluar el crecimiento de las fracturas), registros de producción (PLT) y fibra óptica para medir señales acústicas (DAS) o de temperatura (DTS).

Las conclusiones obtenidas con la interpretación de los resultados de los trazadores pueden extrapolarse a otras zonas o PAD vecinos que naveguen en el mismo horizonte para optimizar la producción, costos y rentabilidad del proyecto.

Si bien la presencia de los trazadores de hidrocarburo y agua en superficie indica como dato duro que todas las etapas fracturadas aportan hidrocarburo, no se puede rendir evidencia por si solo de que el hidrocarburo es aportado por los punzados de esa etapa. Ahora bien, la no presencia del trazador en superficie si evidencia que algo está quedando desconectado dentro de la fractura hidráulica entre el *Far Fracture Network* y el *Near Fracture Network*, lo que indica posibles ineficiencias en el proceso de estimulación.

La aplicación de trazadores en el pozo resultó ser una técnica efectiva, no intrusiva, y que brindó la posibilidad de monitorear el comportamiento del pozo durante el inicio de la producción, por un intervalo de más de dos meses.

Correlacionar fuentes diferentes de información le otorga al equipo de reservorios y estimulación más certidumbre sobre la performance de las regiones del pozo. En particular, integrar los resultados dinámicos del pozo con mediciones de logs y de la interpretación geológica otorgan máximo beneficio para el entendimiento del comportamiento dinámico observado.

Si bien el pozo navegó dentro del intervalo de interés previamente definido, los perfiles, análisis de *cutting* y las evidencias recolectadas por el control geológico, demostraron una fuerte heterogeneidad vertical y lateral dentro de la ventana de navegación, que luego pudo corroborarse por medio del análisis de trazadores, con las respuestas dinámicas de las distintas etapas de fractura.

Próximos pasos

Para el desarrollo del campo con pozos horizontales en diferentes niveles se recomienda hacer uso de los trazadores químicos también para detectar o descartar las posibles interferencias ocasionadas por los Frac Hit en pozos vecinos. Esto, dentro del avance del desarrollo con *multipads* también permitirá optimizar el espaciamiento entre pozos y mejorar los tratamientos de fractura. Para ello se deberá extender el monitoreo de los trazadores a los pozos vecinos del mismo o diferente nivel, e incluir un trazador de agua en los vecinos de forma de monitorear todo el proceso.

Es posible optimizar la frecuencia de muestreo según se vaya adquiriendo experiencia en el área para así poder optimizar costos y maximizar la información obtenida del estudio, y poder extender el uso de los trazadores combinados con otras técnicas (PLT, Alocación geoquímica, etc.). Para esta optimización, se hace necesario tener un relevamiento estadístico de vida útil de los estudios con trazadores químicos en Vaca Muerta, y su comparación con otras cuencas no convencionales (en curso).

Utilizar los resultados de los trazadores para entender y cuantificar el impacto del *Choke Management* en la productividad de cada etapa, complementando estos resultados con herramientas de monitoreo continuo como DAS y DTS. También, la evaluación de microsísmica está en curso aún, dado que los resultados fueron fuertemente incididos por la geometría de adquisición del dato, lo que enmascaró la real ubicación de los eventos.

Agradecimientos

Los autores agradecen a YPF, Chevron, Y-TEC y Tracerco por la autorización para publicar las informaciones de este trabajo; y también hacer extensivo el agradecimiento a los involucrados en la parte operativa y logística del proyecto, en particular Emilio Orte.

Bibliografía

Catlett, R. D., Spencer, J. D., Lolon, E., & Bucior, D. (2013, February 4). Evaluation of Two Horizontal Wells in the Eagle Ford Using Oil-Based Chemical Tracer Technology to Optimize Stimulation Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163846-MS

Dang, A. (2016, September 26). Post-Treatment Horizontal Hydraulic Fracture Modeling with Integrated Chemical Tracer Analysis, a Case Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184498-STU

Dominguez, R. F., Lanusse Noguera, I., Continanzia, J., Mykietiuik, K., Ponce, C., Pérez, G., Guerello, R., Caneva, M., Di Benedetto, M., Catuneanu, O. and Cristallini, E., (2016, August 1). Organic-rich Stratigraphic Units in the Vaca Muerta Formation, and Their Distribution and Characterization in the Neuquén Basin (Argentina). Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2016-2456851

Huseby, O. K., Andersen, M., Svorstol, I., & Dugstad, O. (2007, January 1). Improved Understanding of Reservoir Fluid Dynamics in the North Sea Snorre Field by Combining Tracers, 4D Seismic and Production Data. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/105288-MS

King, G. E., & Leonard, R. S. (2011, January 1). Deciphering Chemical Tracer Results in Multi-Fractured Well Backflow in Shales: A Framework for Optimizing Fracture Design and Application. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/140105-MS

King, G. E. (2014, October 27). 60 Years of Multi-Fractured Vertical, Deviated and Horizontal Wells: What Have We Learned? Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170952-MS

Lal, M. K., Singh, A. K., Ezernack, J., & Spencer, J. (2017, January 24). Advanced Reservoir Characterization in Antelope Shale Using Chemical Tracer Technology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184819-MS

Lanusse Noguera Iván, Fantin Manuel A., Crespo Pablo A., Crousse Luisa C., Reijenstein Hernan, Varela, Raul A., Bonelli Andres, Morales Fidel, (2017, July 26). Multi-Disciplinary Approach for a Landing Point Criteria in Vaca Muerta Formation. Austin, Texas, 24-26 July 2017.

Wilson, R. D., Locklair, R., González Pelegri, E., Reijenstein, H. M., Lipinski, C. J., Lanusse Noguera, I., Fantin, M. and Larriestra, C., 2017. Chemostratigraphic Characterization of the Vaca Muerta Formation in the Neuquén Basin, Argentina: Implications of Depositional Environments and Stratigraphic Distribution of Hydrocarbon Play Elements. AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, April 2-5. AAPG Datapages/ Search and Discovery Article #90291 / 2612143

Zhang, K., Tang, M., Yong, S. S., & Shan, Y. (2016, August 24). Evaluation of Stage Contribution and Interwell Connectivity During Initial Flowback and Oil Production in a Tight Oil Horizontal Stimulation Using Tracer Technology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181854-MS

Breve CV de los autores



Patricio Panichelli, Tracerco

Ingeniero en Petróleo, graduado del ITBA en 2010, cursando actualmente la Maestría de Ingeniería en Petróleo en la universidad Heriot Watt. Trabajó como consultor en proyectos de reservorios y producción en américa latina, y fue instructor de +15 cursos técnicos para colegas de la industria alrededor del mundo. Actualmente, se desempeña como consultor técnico de Tracerco para Sudamérica, responsable por todos los proyectos de aplicación de trazadores químicos en pozos, reservorios y fracturas hidráulicas.



Joaquín Ramírez Martínez, Y-TEC

Ingeniero de Reservorio egresado de la Universidad Central de Venezuela en el año 1989. Trabajó en PDVSA, Pemex, Maxus e YPF en Venezuela, México, USA y Argentina. En 2007 ingresó a YPF ocupando posiciones desde Ingeniero de simulación hasta Jefe de Desarrollo de diversas áreas, actualmente forma parte del grupo motor de la Familia NoC en YPF y se desempeña en YPF Tecnología, Y-TEC como *Product Champion* No Convencional en Buenos Aires.



Pablo Agustín Crespo, Chevron

Fue graduado en el I.T.B.A. de la carrera de Ingeniería Industrial y obtuvo una Maestría en la Heriot-Watt / I.S.E. de Ingeniería en Petróleo. Ha iniciado su carrera en YPF trabajando en diversos proyectos, focalizándose en Reservorios No Convencionales, en los cuales posee más de 7 años de experiencia. Actualmente es el referente de Ingeniería de Reservorios en Chevron, para sus activos No Convencionales en Argentina.



Iván Lanusse Noguera, YPF

Licenciado en Ciencias Geológicas, graduado en la Universidad de Buenos Aires. Tiene una experiencia de 13 años en la industria petrolera, habiéndose desempeñado dentro de YPF en diversos proyectos exploratorios y de desarrollo. Desde el año 2009 que se halla involucrado en la exploración de la Formación Vaca Muerta. Actualmente, se desenvuelve como geólogo *secondee* en los proyectos conjunto de YPF – Chevron.