



Trazadores en la fracturación hidráulica múltiple: ¿qué información pueden darnos?

Por *Carlos Proca*, *Yamila Nuñez*, *Victoria de la Fuente* y *Carlos Somaruga*
(Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue)

Este trabajo presenta los avances realizados en la aplicación de trazadores en fracturación hidráulica múltiple de reservorios no convencionales, y plantea interrogantes sobre la interpretación de la diversidad de registros de trazadores, focalizando el análisis en la evaluación de las concentraciones medidas en agua y las recuperaciones acumuladas de las distintas especies trazadoras inyectadas.

El presente trabajo ha resultado seleccionado por el Comité Organizador del 2° Congreso Latinoamericano y 4° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria de los Hidrocarburos 2013.

Está ampliamente aceptado que la fracturación hidráulica ha sido, y continúa siendo, uno de los métodos más efectivos y difundidos para la estimulación de la producción de hidrocarburos. Y es el método que sistemáticamente se aplica, cuando se trata de reservorios no convencionales.

En relación con estos reservorios, se observa un interés casi excluyente en la fracturación múltiple. Ello significa fracturar (una por vez) zonas específicas previamente

aisladas, para luego producir en conjunto desde las varias fracturas habilitadas. Esto puede generar dudas en cuanto al aporte individual de cada una de ellas.

En principio, resultaría esencial que cada fractura devuelva el fluido de fracturación (etapa de *flowback*), con el fin de hacer más eficiente la conducción de los hidrocarburos al pozo. Esto podría no ocurrir, si hubiere deficiencias de diseño, problemas operativos o simplemente por interferencia entre las fracturas (por ejemplo, una de mayor presión podría ahogar al resto).

Una manera sencilla para evaluar si todas las fracturas devuelven fluido base es marcando a este último con un trazador (King, 2011) (Figura 1). Más precisamente, se debe marcar el fluido primitivo con el que se forma el gel. Una vez que el pozo comienza a producir, se procura detectar y cuantificar la salida de cada uno de los trazadores inoculados. El comportamiento de cada trazador durante su producción debería hablarnos acerca de la evolución de las fracturas.

Selección de trazadores

Naturalmente, a efectos del trazado de cada etapa de fracturación, resulta esencial seleccionar trazadores adecuados. En principio, se requiere que sean:

- estables en las condiciones de trabajo;
- que no interfieran la acción de los aditivos;
- que no sean adsorbidos por la roca - agente sostén;
- que no preexistan en el reservorio;
- y que sean de fácil detección.

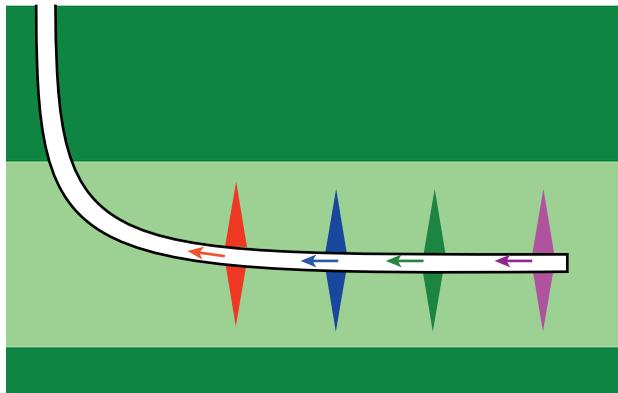


Figura 1. Trazado de etapas de fracturación hidráulica múltiple.

A efectos de satisfacer los tres primeros requisitos, se decidió que los potenciales productos trazadores sean ensayados en el laboratorio, exponiéndolos a condiciones físicas y químicas similares a las que encontrarían en una fractura. Inclusive en conjunto con el agente sostén. Para ello, se prepararon muestras de fluido de fractura dosificadas con productos trazadores seleccionados de las siguientes familias:

- Radiactivos emisores beta (no interfieren el perfilaje gamma).
- Sales inorgánicas (haluros o pseudo-haluros).
- Alcoholes de bajo peso molecular (metanol, isopropílico y butanoles).
- Colorantes.
- Ácidos benzoicos fluorinados.

Luego de permanecer aproximadamente una semana en condiciones de presión y temperatura similares a las que deberían experimentar en su aplicación real, por demostrar mejor aptitud fueron seleccionados los siguientes trazadores:

1. Agua Tritiada (HTO)
2. Tiocianatos de amonio o sodio (SCN_Na o SCNNH₄)
3. Ácidos benzoicos fluorinados (FBAs)

Aplicaciones

Inoculación y muestreos

En las primeras aplicaciones realizadas en yacimiento, los trazadores fueron inoculados en los tanques de almacenamiento del agua destinada para cada etapa. Esto garantizaba una disolución uniforme del trazador en todo el volumen de agua. No obstante, este procedimiento se modificó debido a que frecuentemente resultaban sobrantes de agua que no podían utilizarse en otras etapas por su condición de "trazadas". Fue así como el trazado tipo "batch" se reemplazó por un trazado "en flujo", aprovechando la disponibilidad de bombas dosificadoras suficientemente precisas como para asegurar la dosificación uniforme del fluido de fractura en el "blender".

En la mayor parte de los casos, los muestreos del fluido devuelto por el pozo se iniciaron luego de completarse todas las etapas de fractura, tras ponerse en producción el pozo, y accediéndose normalmente por válvulas en el separador. Las densidades de muestreo fueron altas en el comienzo (primeros días), decayendo de manera exponencial hasta completarse aproximadamente un mes (y varios meses en algunos casos especiales). En los últimos ensayos realizados se tomaron muestras luego de la rotación de cada uno de los tapones que separan diferentes etapas de fractura, lo cual agregó valiosa información adicional.

Marco conceptual para la interpretación

Se considera:

1. Que se ha inyectado una masa "mi" de un trazador "i" en cada etapa de fractura.
2. Que en cada etapa de fractura el trazador se ha disuelto de manera uniforme en un volumen "Vi" de agua (por dosificación a caudal constante, en el blender). La concentración del trazador (uniforme) de cada etapa, en el blender, fue:

$$C_{ETAPA} = \frac{m_i}{V_i}$$

3. Que se han realizado N etapas de fracturamiento, cada una empleando su propio volumen de agua "Vi", totalizando un volumen total de agua: ΣV_i .
4. Si denominamos "C" a la concentración medida de cada trazador en boca de pozo, es posible representar el cociente C/C_{ETAPA} como parámetro para evaluar la respuesta de cada etapa de fractura. De manera que habiendo varias etapas devolviendo fluido (ya sea inyectado o agua de formación), resultarán valores de concentración en boca de pozo inferiores a uno, tanto más bajos cuanto mayor sea el aporte relativo de las demás fracturas o de agua de formación (no trazada). Este cri-

terio se adoptará en el análisis de los casos 1 y 2, que se presentan más adelante.

5. Alternativamente, si todas las fracturas ingresan al pozo un fluido de concentración C_{ETAPA} , aportando caudales proporcionales al V_i de cada una de ellas, resultará la producción en boca de pozo, de un fluido con concentración de cada trazador (C_o):

$$C_o = \frac{m_i}{\sum V_i}$$

6. Siendo "C" la concentración medida de cada trazador en boca de pozo, es posible representar el cociente C/C_o como parámetro para evaluar la respuesta de cada etapa de fractura. La respuesta teórica ideal sería aquella donde el cociente C/C_o vale 1, para todas las fracturas. Esto significaría que cada etapa devuelve un flujo de masa de trazador proporcional al volumen de la etapa.
7. En una situación extrema, si solo una fractura devuelve fluido, mediríamos la concentración $C_{ETAPA} = N C_o$ y graficaríamos $C/C_o = N$.
8. En general, fracturas "dominantes" registrarían valores de C/C_o superiores a 1, mientras las "dominadas" darían valores inferiores a 1.
9. Si se apreciaran en todos los registros valores de C/C_o inferiores a 1, se estaría indicando un contexto con producción de agua de formación (efecto diluyente).
10. También serían razonables casos con fracturas con relaciones C/C_o superiores a 1, simultáneo con fracturas de

relaciones inferiores a 1 (habría un efecto de compensación entre dominantes y dominadas).

De esta manera, los valores C/C_o permiten comparar la respuesta relativa de cada fractura.

Complementariamente, si se dispone de registros de producción de agua, se propone la evaluación de la recuperación acumulada de trazador desde cada etapa de fractura. Para ello se resuelve la integral:

$$f_{rec-acu} = \int_0^t \frac{q_p C_{trazador}}{m_{inyectada}} dt$$

Caso 1: fracturación hidráulica simple

A efectos de adquirir experiencia relativa al comportamiento de una única etapa de fractura, se decidió realizar un ensayo de "monotrazado" de una etapa de fractura realizada en un reservorio de tipo *tight*. En la Figura 2 se aprecia la evolución de la concentración de trazador medida en el efluente, relativa a la concentración en el gel inyectado (C_{ETAPA}).

El gráfico logarítmico permite reconocer claramente un período de sostenimiento de concentración uniforme (primeras 30 hs). El valor cercano a 0.75 del cociente C/C_{ETAPA} indica que se ha contactado agua original, la cual produjo un efecto diluyente del trazador. El sostenimiento del valor de concentración uniforme durante las primeras 30 horas habilita pensar que no hubo ingreso inicial de agua limpia (de formación) a la fractura.

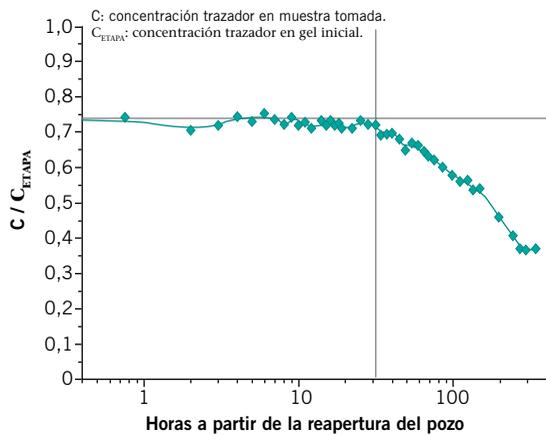


Figura 2. Concentración de trazador en el efluente relativa a su concentración en el gel inyectado (caso de monotrazado).

No obstante, el agua circundante a la fractura podría también haberse marcado con trazador proveniente del “colchón” inicial (efecto de filtrado), tal como se indica en la Figura 3. Luego de las 30 horas se aprecia una continua reducción de concentración que indica el lavado de la fractura con agua no marcada que ingresa desde el reservorio.

Caso 2: competencia entre dos etapas de fracturación hidráulica

A efectos de evaluar el comportamiento en un nivel de interferencia mínimo, se realizó el trazado de un pozo con dos etapas de fracturamiento en un objetivo tight. En este caso, al igual que en el anterior (de fractura simple), se evaluó la concentración de trazador medida en relación a la concentración inyectada en el blender (C_{ETAPA}). Resultaron diferentes comportamientos de las dos etapas (Figura 4).

La primera fue más afín con lo que se esperaba. Si bien durante las primeras 5 horas se observó una concentración inestable (y en aumento), luego sobrevino un pequeño período uniforme y finalmente una etapa de “lavado” del trazador remanente, con una declinación tipo exponencial que continuaría luego de las 48 horas.

La segunda fractura se comportó de manera muy distinta. Inicialmente, registró una salida del trazador, con relación de concentraciones similar a la de la primera fractura. Pero mientras la primera fractura incrementó su concentración, la segunda la redujo significativamente. Finalmente, mostró una declinación en concordancia con la de la primera etapa.

En relación a lo anterior, se interpreta un período inicial dominado por la primera etapa, hasta alcanzarse un equilibrio sobre las 24 horas, luego del cual ambas etapas continuaron aportando al pozo de manera equilibrada.

En cuanto a las diluciones iniciales de los trazadores, han sido algo superiores a lo esperado. Es importante tener en cuenta que el fluido producido por una fractura diluye

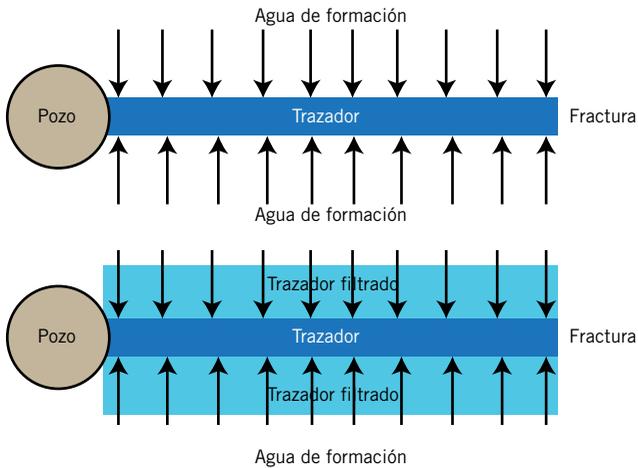


Figura 3. Ingreso de agua de formación en la fractura y efecto de filtrado del trazador (solo válido en reservorios tipo *tight* y convencionales).

al trazador de la otra. Si las fracturas hubiesen sido idénticas, con producción de agua propia (sin aportes de agua de formación), cada trazador debería salir con una concentración del 50% respecto a la que presentaba en el blender. Evidentemente, un entorno inicial del reservorio con saturaciones importantes de agua de formación ha favorecido la dilución de los trazadores.

Caso 3: evaluación de la acumulada de trazador vs. acumulada de agua.

En los casos 1 y 2 se analizó el comportamiento de la concentración de trazador en el efluente acuoso producido, comparándola con la concentración dosificada en el blender. Se esperaba estudiar aspectos básicos de los registros, así como reconocer el ingreso de agua de formación a partir del efecto diluyente de los trazadores. Posteriormente, la realización de nuevos ensayos más complejos en reservorios *shale*, con múltiples etapas de fracturamiento y control de la producción de agua, permitió evaluar la recu-

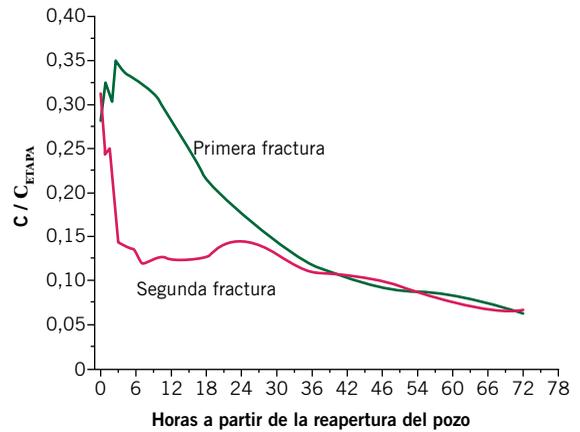


Figura 4. Registros del trazado de un pozo con dos etapas de fracturación.

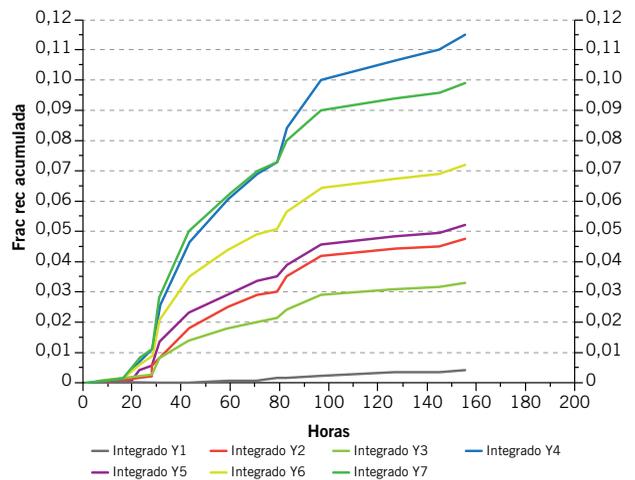


Figura 5. Registros de recuperación acumulada de trazador (desde 7 etapas de fracturamiento).

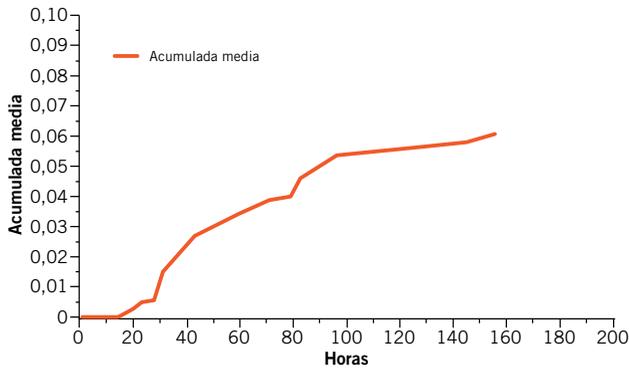


Figura 6. Promedio de los registros de producción de trazador.

peración acumulada de trazador etapa por etapa y compararla con la acumulada de producción de agua. Al respecto, se presentan en la Figura 5 los registros de trazadores de siete etapas de fracturamiento, en los cuales se visualizan diferentes respuestas entre las etapas, que van desde una devolución acumulada del 11.5% en la etapa 4, hasta un escaso 0.4% en la etapa 1, luego de controlarse por un plazo de poco más de 6 días.

En la Figura 6 se observa el promedio de los registros de producción de trazadores de la Figura 5. La Figura 7, que representa el registro de acumulada de agua, permite la comparación entre ambos. Claramente puede destacarse que ambas acumuladas son muy próximas (ambas están entre 6 y 7%, luego de 6 días), indicando la ausencia de aportes significativos de agua de formación.

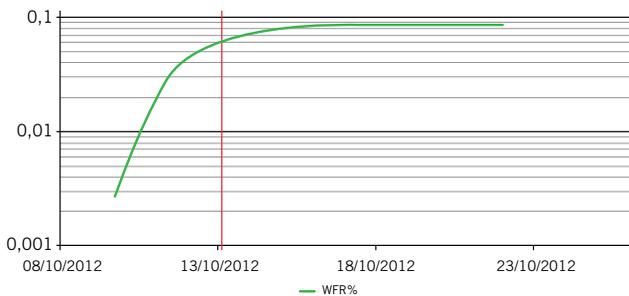


Figura 7. Acumulada del registro de agua producida.

Caso 4: trazado interno diferenciado

En este caso, un pozo en un reservorio de tipo *shale*, se optó por trazar un par de etapas (#4 y #3), con dos trazadores en cada una de acuerdo a la Tabla 1. Siendo que los trazadores inoculados en el *slickwater* se inyectan antes que los del gel activado (en una misma etapa de fracturamiento), se esperaba que los productos 3,5-DiFBA y 2,6-DiFBA deberían producirse a continuación de los denominados 2,3,4,5-TetraFBA y 3,4-DiFBA.

La interpretación de la Figura 8 nos permite afirmar que esto se cumple en la etapa #4. Sorprendentemente, esto no fue así en la #3, en la cual ambos trazadores (3,4-DiFBA y 2,6-DiFBA) fueron producidos en simultáneo. Es posible interpretar este resultado de dos maneras. La primera requiere pensar que, si bien fueron bombeados uno a continuación del otro, ambos trazadores (el del

Etapa	Slickwater	Gel activado
#4	3,5-DiFBA	2, 3, 4, 5-TetraFBA
#3	2,6-DiFBA	3, 4-DiFBA
#2		4-FBA
#1		2-FBA

Tabla 1. Trazadores inyectados en las distintas etapas.

slickwater y el del gel activado) terminaron alojados juntos en el mismo sector del reservorio. La otra explicación posible es que hayan ocupado diferentes sectores, pero situados de manera equivalente respecto al pozo. Es decir, sectores conectados en paralelo respecto al pozo, en contraposición con la conexión en serie (uno a continuación del otro) que resultaría más natural.

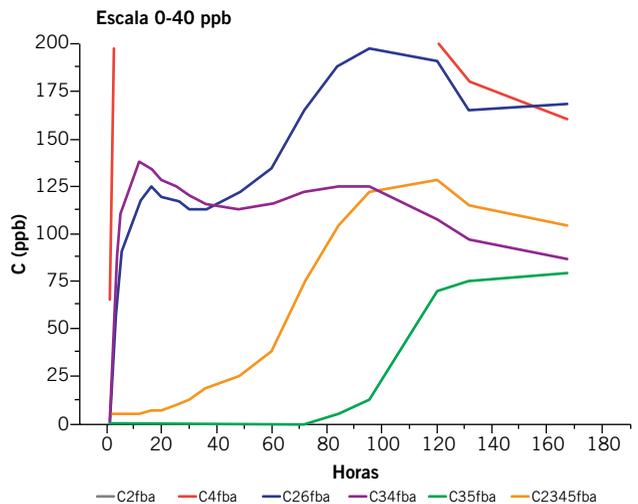
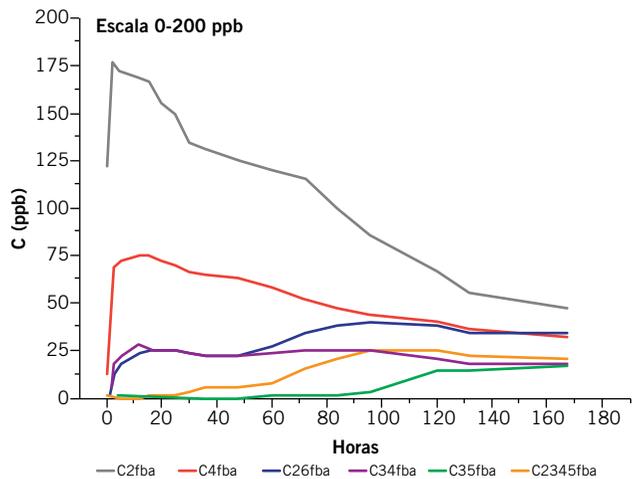


Figura 8. Registros obtenidos luego de un trazado interno diferenciado por etapa.

Caso 5: estudios con controles tras la rotación de tapones

En algunos de los estudios realizados surgió la inquietud de controlar el fluido producido tras la rotación de los tapones que aíslan cada etapa de fracturamiento respecto a las vecinas. Siguiendo el ordenamiento de la Tabla 2, se considera razonable que en el primer fluido muestreado

antes de rotar ningún tapón, deberíamos detectar solamente el trazador G (que ha trazado la etapa 7 de fracturamiento). Al rotarse el tapón 6, se accedería al fluido de la etapa 6, trazado con el trazador F, y así consecutivamente, deberían ir apareciendo los trazadores E, D, C, B y A, en forma progresiva y secuencial.

Etapa de fractura	Tapón	Trazador
#7		G
#6	6	F
#5	5	E
#4	4	D
#3	3	C
#2	2	B
#1	1	A

Tabla 2. Esquema de inyección en las distintas etapas

En los casos ensayados con este tipo de control, esto no siempre ha sido así. En efecto, tal como se puede apreciar en la Figura 9 y en la Figura 10, relativas a un pozo horizontal con ocho etapas de fractura trazadas (reservorio *shale*), se ha verificado la ausencia de varios trazadores tras la rotación de tapones (etapas 2, 3 y 4 en la Figura 9), mientras ha sido muy importante la presencia del trazador de la etapa 8 (Figura 10). Esto podría justificarse si se verificara una elevada presión luego de fracturarse esta última etapa, lo que permitiría que dominara durante la producción de fluido entre tapones, en contraposición con las restantes que presentarían menor presión inicial.

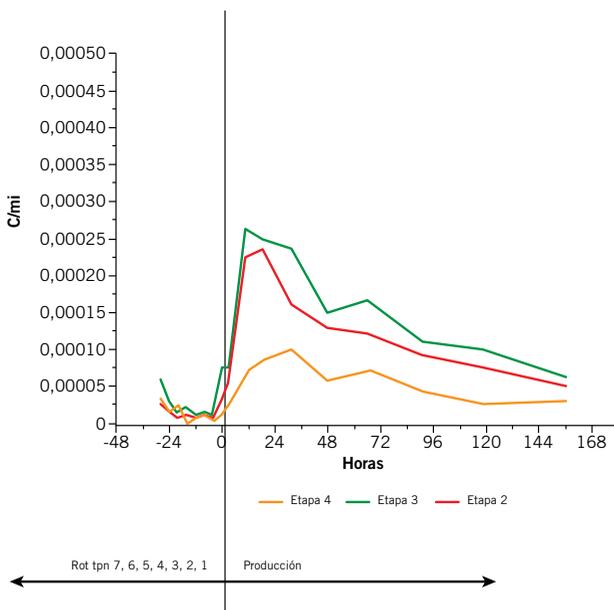


Figura 9. Registros de trazadores tras la rotación de tapones y posterior etapa de producción.

Caso 6: estudios con elevado aporte de agua desde el reservorio.

Este caso ilustra la aplicación de los criterios explicitados en el “marco conceptual”, ya que se expresan las concentraciones medidas en relación a las concentraciones de referencia: C_{ETAPA} (dada por la Ec.1) y C_o (Ec.2). Se trazaron cuatro

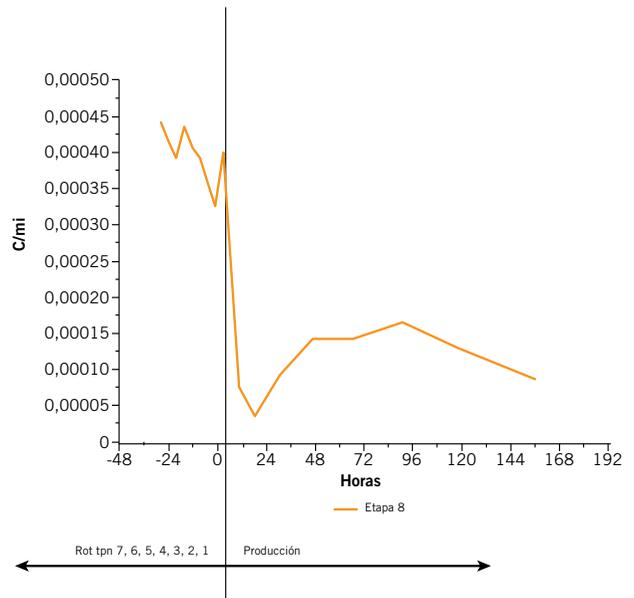


Figura 10. Registros de trazador etapa 8 tras la rotación de tapones y posterior etapa de producción.

etapas de fractura, de acuerdo al detalle de la Tabla 3.

Se aprecia en la Figura 11 que la aplicación de los dos criterios del “marco teórico” indica claramente un contexto de ingreso de agua de formación, provocándose diluciones importantes. Concretamente, el criterio que refiere a la C_{ETAPA} debería dar valores de C/C_{ETAPA} entre 0.15 y 0.36, mientras el que refiere a C_o debería dar valores próximos a la unidad, tal como ya se ha explicado en el marco teórico.

Etapa	Trazador (masa)	Volumen tratamiento
Stage #1	2-FBA (1kg)	1165 m ³
Stage #2	2,6-FBA (1kg)	1526 m ³
Stage #3	3,4-FBA (1kg)	2770 m ³
Stage #4	2,3,4,5-FBA (1kg)	2230 m ³

Tabla 3. Masa, volúmenes y concentraciones de trazadores por etapa.

Comentarios y conclusiones

Se han identificado 9 especies trazadoras que respondieron aceptablemente tras ser sometidas a las exigentes condiciones físicas y químicas de una fracturación hidráulica.

El trazado de cada etapa de fracturación ha permitido reconocer la existencia de saturaciones de agua de formación, contactadas y eventualmente movilizadas por el fluido de fractura.

En concordancia con lo anterior, en relación a la producción de agua, se han identificado casos en donde la recuperación acumulada de los trazadores coincide con la acumulada del agua, y casos en donde se recupera mucho menos trazador que agua.

En general, las recuperaciones de trazador nunca superaron el 20% por etapa. Al respecto, es importante señalar que ensayos realizados en reservorios convencionales mostraron recuperaciones acumuladas de trazadores de entre 90 y 100%. Según King (2012), esto se debe a que la mayoría de los *shales* son como una “esponja seca” frente

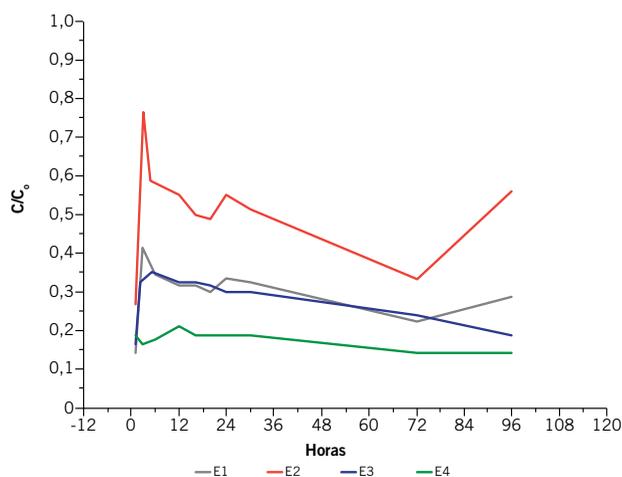
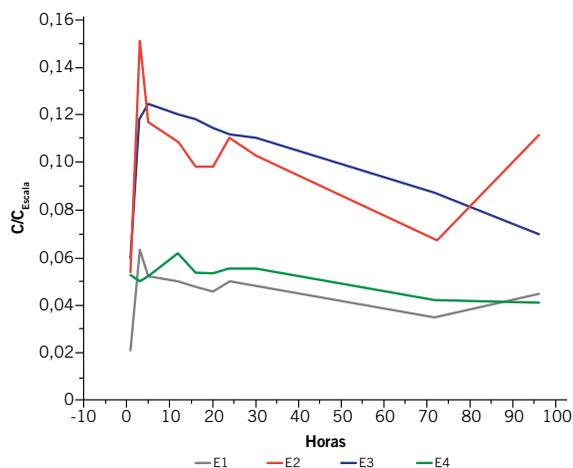


Figura 11. Respuestas de trazadores relativas a las concentraciones de referencia C_0 y C_{ETAPA} .

al agua. Es decir, atrapan y retienen mediante fuerzas capilares, gran parte de la misma en los poros más pequeños y en las microfracturas de la roca. Allí, al parecer, el agua permanece funcionando como un agente de apuntalamiento. A partir de esto, se desprende la importancia que

poseen los trazadores en la caracterización y monitoreo del *flowback*.

Tanto el trazado diferenciado por tramos de una misma etapa como el muestreo entre rotaciones de tapones, han evidenciado comportamientos no esperados de los trazadores, que merecen un mayor análisis, a fin de arribar a interpretaciones fidedignas. ■

Referencias

King, G., 2011. *Tracking Fracture Fluid Movement with Chemical and Gamma-Emitting Tracers with Verification by Microseismic Recording*. EPA Hydraulic Fracturing Workshop, febrero 24-25, 2011, Workshop 1, Chemicals.

King, G. E., 2012. *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*, SPE paper # 152596.

Agradecimientos

Agradecemos al Ing. Emmanuel d'Huteau por su invaluable colaboración en la corrección del presente trabajo y por los aportes técnicos brindados.