

# **TRAZADORES EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA MÚLTIPLE:**

## **¿QUÉ INFORMACIÓN PUEDEN DARNOS?**

**Carlos Procak , Yamila Nuñez, Victoria de la Fuente y Carlos Somaruga.**  
Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue. Buenos Aires 1400.  
(8300) Neuquén, Argentina. [csomarug@neunet.com](mailto:csomarug@neunet.com)

### **SINOPSIS**

El objetivo de este trabajo es presentar los avances realizados en la aplicación de trazadores en fracturación hidráulica múltiple de reservorios no convencionales y discutir acerca de la interpretación de la diversidad de registros de trazadores que se han obtenido hasta el momento.

El análisis se focaliza en la evaluación de las concentraciones medidas en agua y las recuperaciones acumuladas de las distintas especies trazadoras inyectadas.

Se presentan casos de trazado completo de cada etapa (un trazador en toda la etapa) y trazado por partes de cada etapa (trazadores diferentes en los bombeos de slickwater y gel activado). Se analiza la secuencia de devolución de cada etapa y sus aportes relativos.

Estos ensayos se han llevado a cabo, en su mayoría, a partir de la utilización de trazadores de la familia de ácidos benzoicos fluorinados (FBAs). Las respuestas obtenidas destacan su potencial como especies trazadoras y ponen en evidencia el aporte que este tipo de ensayos ofrece para ampliar el know-how de las explotaciones no convencionales.

### **INTRODUCCIÓN**

Está ampliamente aceptado que la fracturación hidráulica ha sido y continúa siendo uno de los métodos mas 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 a 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.

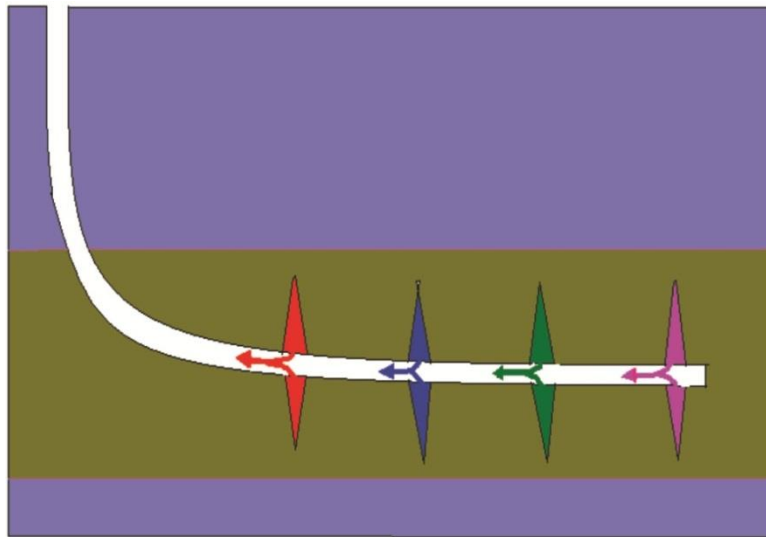
En principio, resultaría esencial que cada fractura devuelva el fluido de fracturación (etapa de flowback), a fin de hacer más eficiente la conducción de los hidrocarburos al pozo. Esto podría no ocurrir, si hubiere deficiencias de diseño, problemas operativos o simplemente por interferencia entre las 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 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 ( $\text{SCNNa}$  o  $\text{SCNNH}_4$ )
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 “ $m_i$ ” 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 “ $V_i$ ” de agua (por dosificación a caudal constante, en el blender). La concentración del trazador (uniforme) de cada etapa, en el blender, fue:

$$N \quad C_{ETAPA} = \frac{m_i}{V_i} \quad (1)$$

3. Que se han realizado  $N$  etapas de fracturamiento, cada una empleando su propio volumen de agua “ $V_i$ ”, totalizando un volumen total de agua:  $\Sigma V_i$ .
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 mas bajos cuanto mayor sea el aporte relativo de las demás fracturas o de agua de formación (no trazada). Este criterio se adoptará en el análisis de los casos 1 y 2, que se presentan mas 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 ( $C_o$ ):

$$C_o = \frac{m_i}{\Sigma V_i} \quad (2)$$

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 devolviese fluido, mediríamos la concentración  $C_{ETAPA}=NC_o$  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 apreciaron 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).

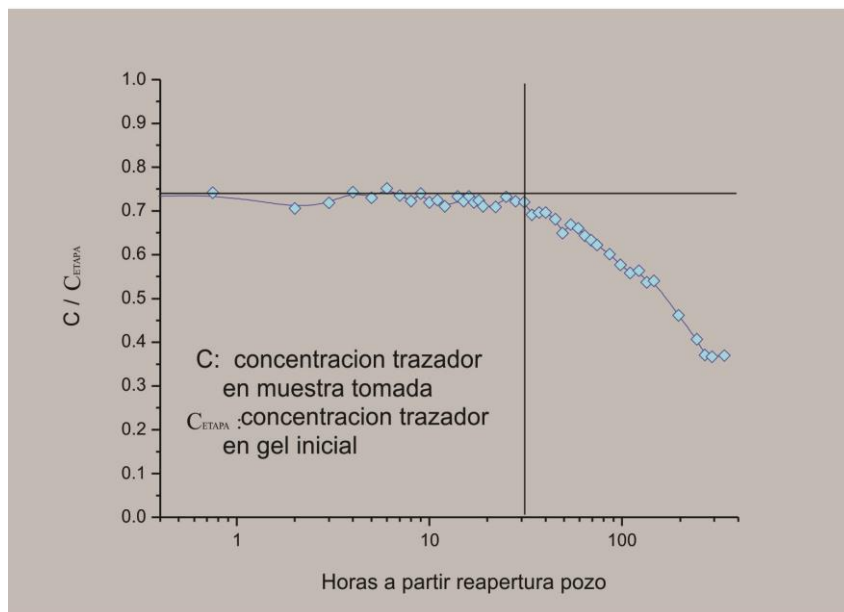
De esta manera que los valores  $C/C_o$  permiten comparar la respuesta relativa de cada fractura.

Complementariamente, si se disponen 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:

$$f_{rec-acu} = \int_0^t \frac{q_p C_{trazador}}{m_{inyectada}} dt \quad (3)$$

### **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 ( $C_{ETAPA}$ ).

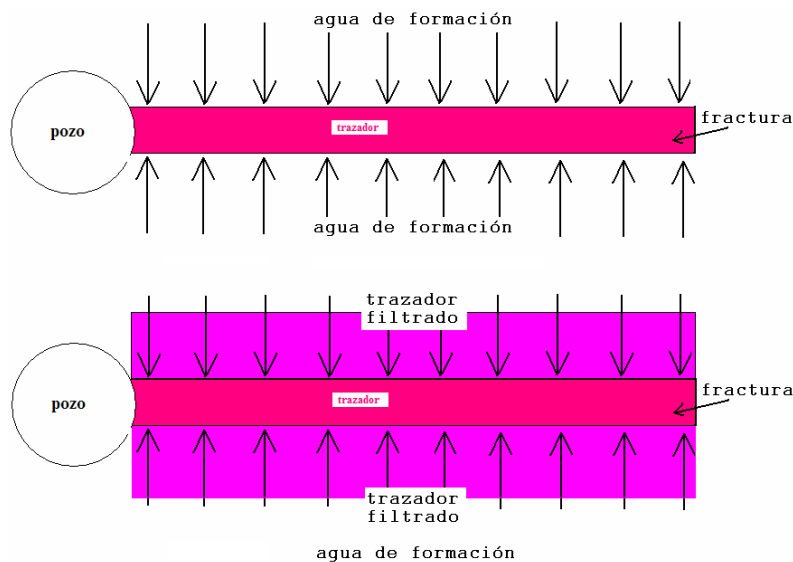


**Figura 2** - Concentración de Trazador en el efluente relativa a su concentración en el gel inyectado.-  
(Caso de monotrazado)

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 hs. habilita pensar que no hubo ingreso inicial de agua limpia (de formación) a la fractura. 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 hs. se aprecia una continua reducción de concentración que indica el lavado de la fractura con agua no marcada que ingresa desde el reservorio.

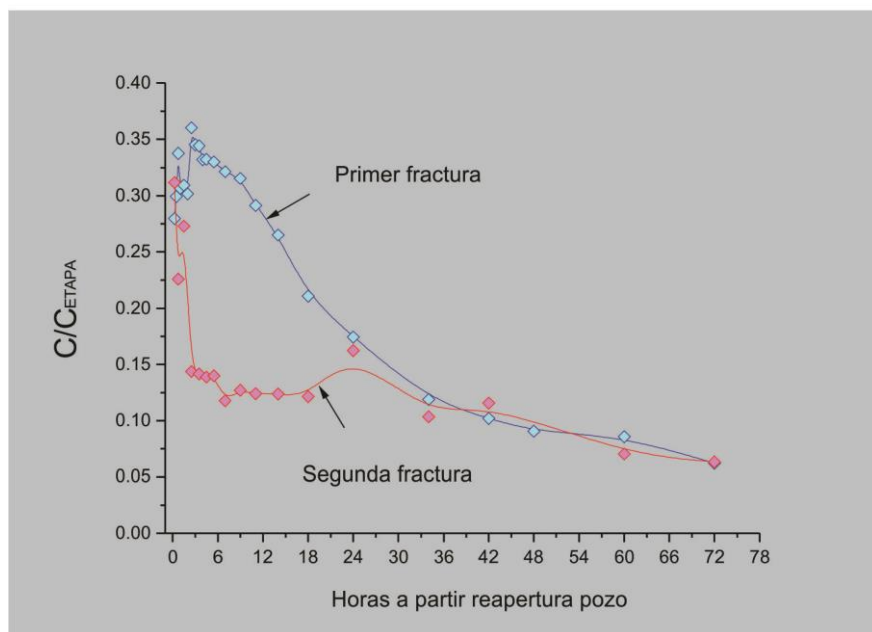
### **CASO 2: competencia entre dos etapas de fracturación hidráulica**

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 48hs. La segunda fractura se comportó muy distinto. 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.



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

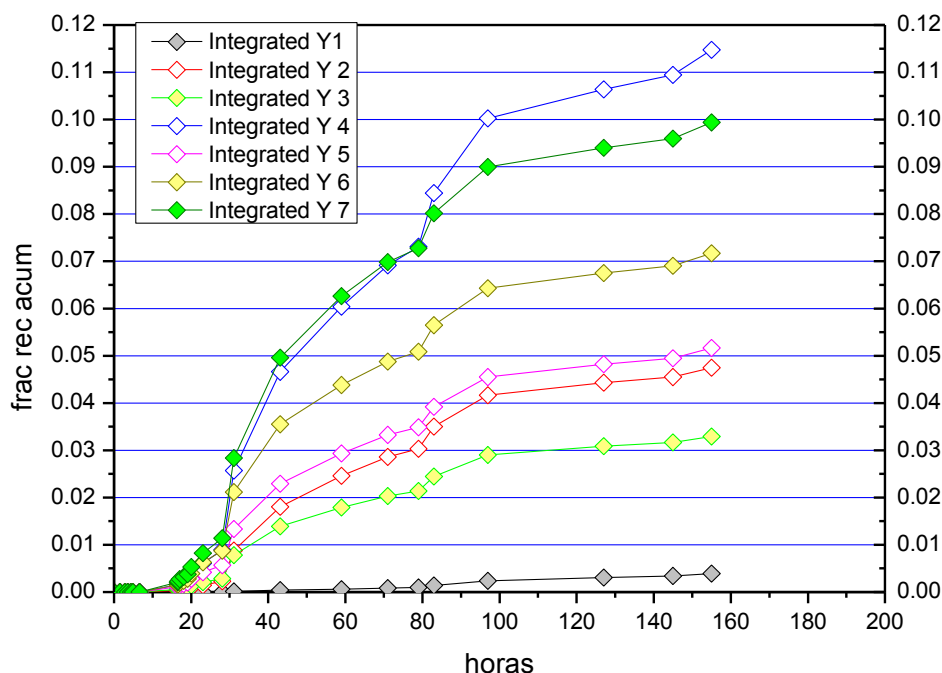
En relación a lo anterior, se interpreta un periodo inicial dominado por la primera etapa, hasta alcanzarse un equilibrio sobre las 24 hs, luego del cual ambas etapas continuaron aportando al pozo de manera equilibrada. En cuanto a las diluciones iniciales de los trazadores han sido algo superiores a lo esperado. Es importante tener en cuenta que el fluido producido por una fractura diluye al trazador de la otra. Si las fracturas hubiesen sido idénticas, con producción de agua propia (sin aportes de agua de formación), cada trazador debiera 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.



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

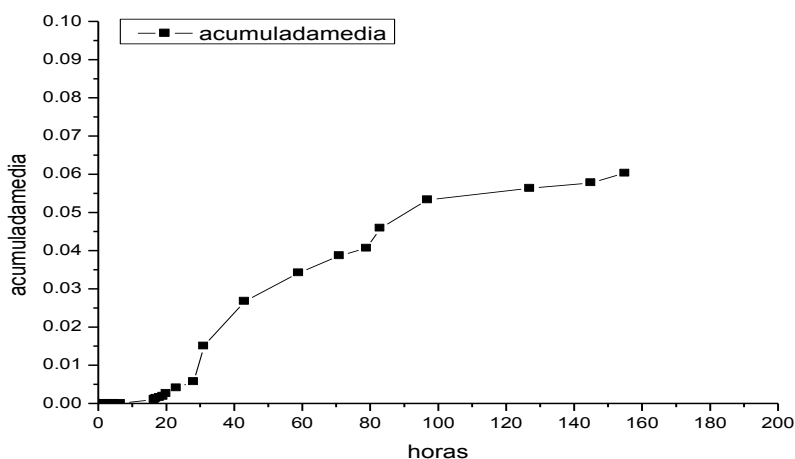
### **CASO 3: evaluación de la acumulada de trazador vs. acumulada de agua.**

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 recuperación 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.



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

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 6** - Promedio de los registro de producción de trazador.-

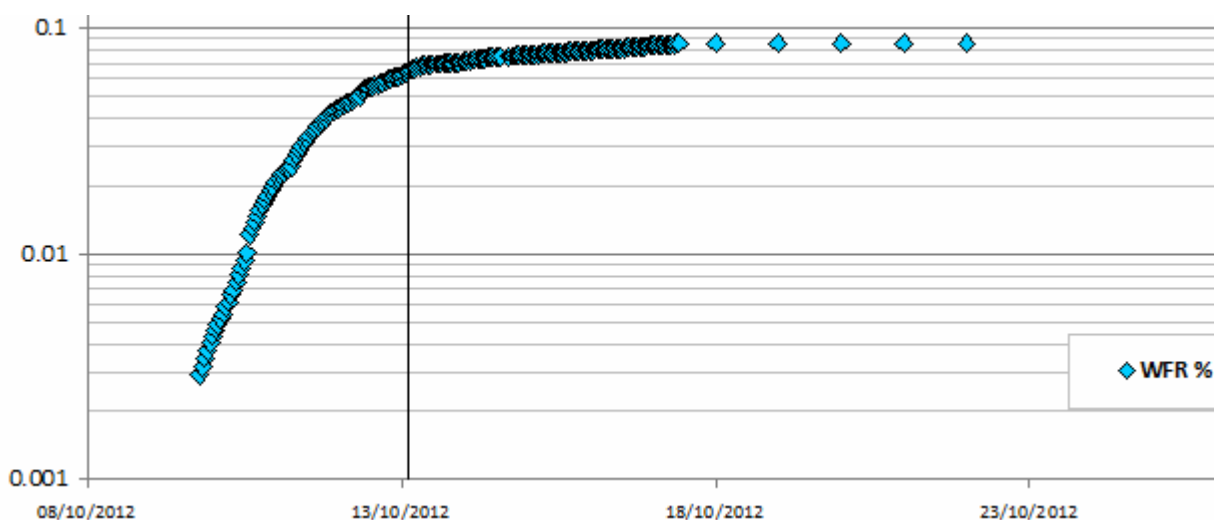


Figura 7 – Acumulada del registro de agua producida.-

#### 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 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 a la conexión en serie (uno a continuación del otro) que resultaría más natural.

| 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.-

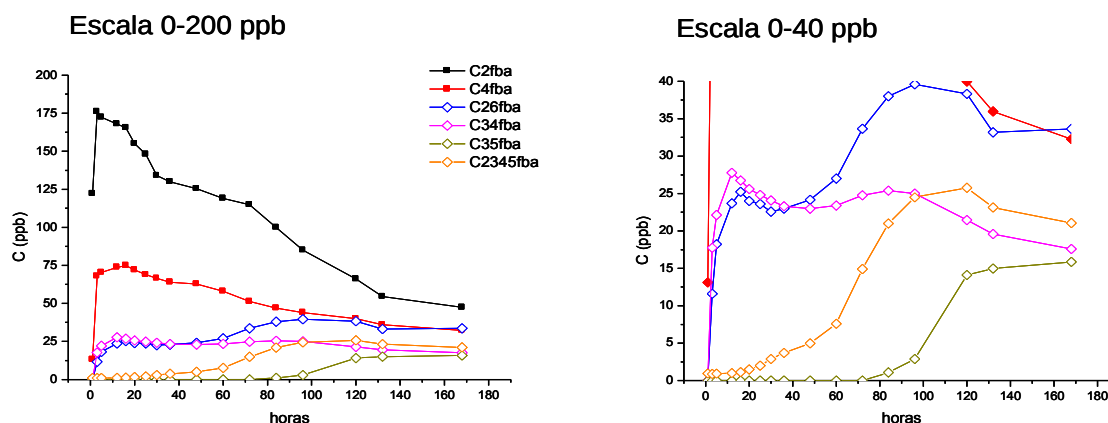


Figura 8 - Registros obtenidos luego de un trazado interno diferenciado por etapa.-

## 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.

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 **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.

| ETAPA FRACTURA | TAPON | 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.-

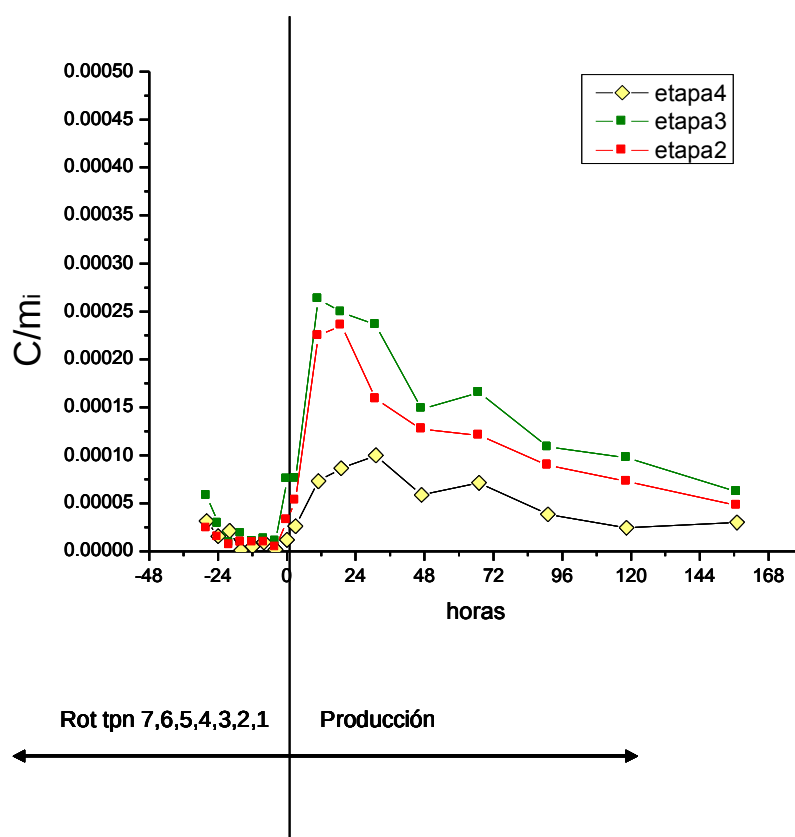
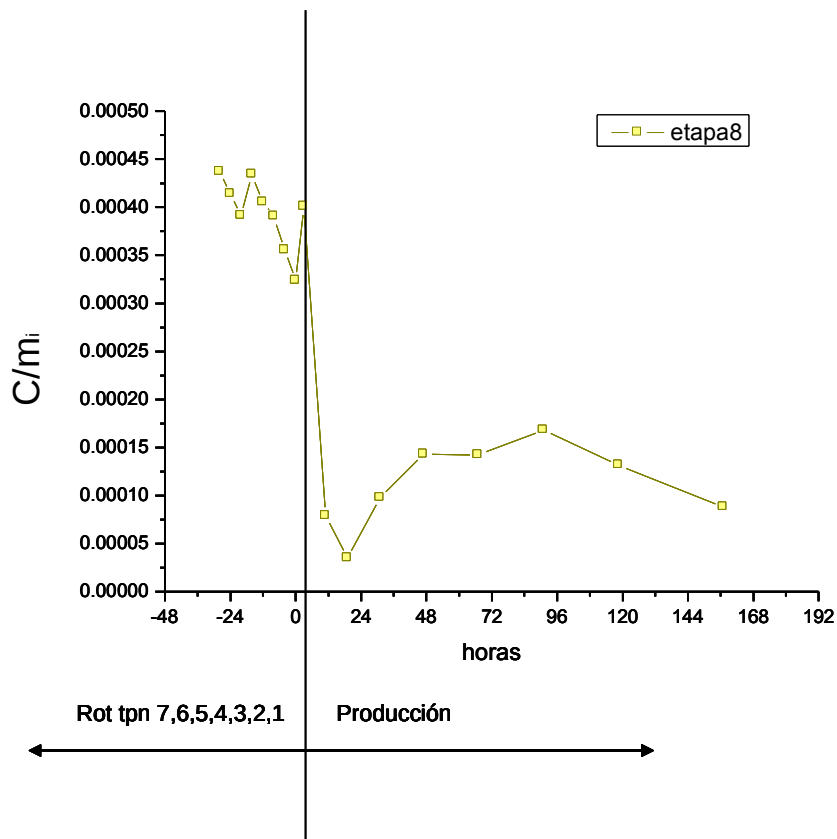


Figura 9 - Registros de trazadores tras la rotación de tapones y posterior etapa de producción.-



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

#### **CASO 6: estudios con elevado aporte de agua desde el reservorio.**

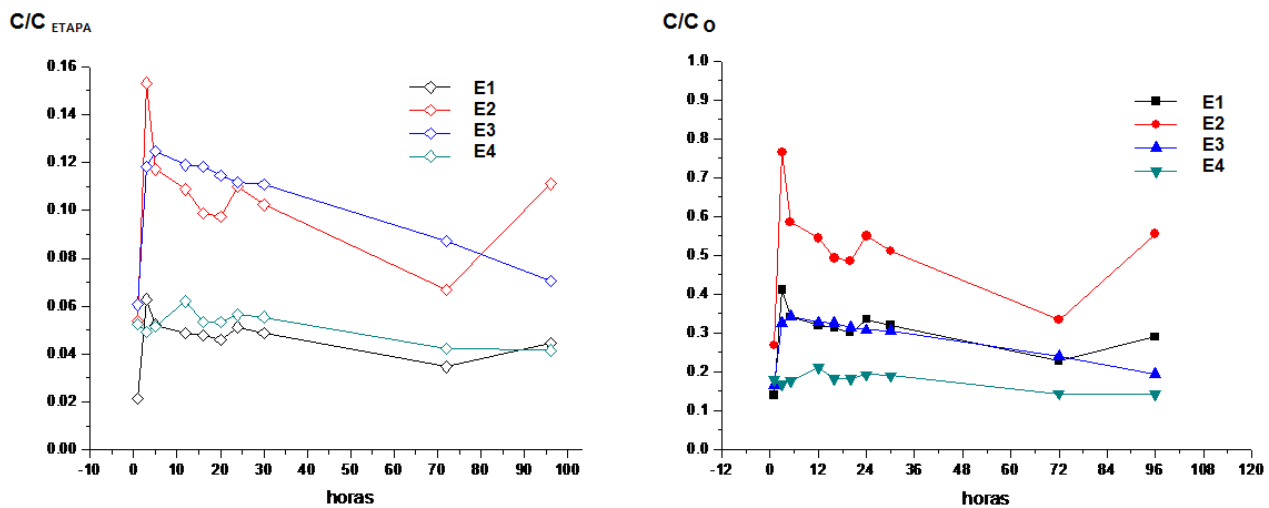
Este caso ilustra la aplicación de los criterios explicitados en el “marco conceptual” ya que se expresan las concentraciones medidas en relación a las concentraciones de referencia:  $C_{ETAPA}$  (dada por la Ec.1) y  $C_o$  (Ec.2). Se trazaron cuatro etapas de fractura, de acuerdo al detalle de la **Tabla 3**.

| ETAPA     | TRAZADOR (MASA)   | VOLUMEN TRATAMIENTO |
|-----------|-------------------|---------------------|
| Stage #1: | 2-FBA (1Kg)       | 1165 m3             |
| Stage #2: | 2,6-FBA (1Kg)     | 1526 m3             |
| Stage #3: | 3,4-FBA (1Kg)     | 2770 m3             |
| Stage #4: | 2,3,4,5-FBA (1Kg) | 2230 m3             |

| ETAPA | CONCENTRACION INYECTADA<br>(ppb) o (mg/m3) |
|-------|--------------------------------------------|
| 1     | 858.4                                      |
| 2     | 655.3                                      |
| 3     | 361.0                                      |
| 4     | 448.4                                      |

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

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.



**Figura 11** - Respuestas de trazadores relativas a las concentraciones de referencia  $C_o$  y  $C_{ETAPA}$ .-

## 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 la mayoría de los shales, son como una “esponja seca” frente 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

1. King, G., 2011.- Tracking Fracture Fluid Movement with Chemical and Gamma-Emitting Tracers with Verification by Microseismic Recording. EPA Hydraulic Fracturing Workshop, February 24-25, 2011, Workshop 1, Chemicals.-
2. 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.