

INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE TRAZADORES DE POZOS NO CONVENCIONALES, HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Lucas Ortiz, Yamila Núñez, Julieta Pizarro, Antonella Camusso, Joaquin Cortese, Ayelen Alvarez, Emili Jimenez, Miguel Torres, María Victoria de la Fuente, Carlos A. Somaruga

Laboratorio de Trazadores, Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Comahue

Palabras claves

Trazadores, No Convencional, Flowback.

Resumen

Se presentan y analizan registros reales de trazadores obtenidos durante el Flowback o Early Gas/Oil Production (EGOP) de pozos multifracturados hidráulicamente, en yacimientos No Convencionales de la Cuenca Neuquina (Argentina).

El objetivo es reconocer los rasgos principales de los registros y anomalías en el comportamiento de las etapas de fractura.

Se propone un análisis detallado de los registros de trazadores de cada etapa, uno por uno. Para ello se presenta y analiza la metodología habitualmente utilizada, basada en la evaluación de concentraciones normalizadas. Se aplica la mencionada metodología a registros de ensayos realizados empleando trazadores hidrofílicos y se la critica para el caso de controles muy extendidos en el tiempo y cuando se emplean trazadores oleofílicos.

Abstract

Real tracer records obtained during the Flowback or Early Gas/Oil Production (EGOP) of hydraulically fractured wells are presented and analyzed from Non-Conventional oil field of the Neuquina Basin (Argentina).

The objective is recognize the main features of the records and identify anomalies in the behavior of the fracture stages.

A detailed analysis of the tracer records of each stage is proposed, one by one. For this purpose, the methodology commonly used, based on the evaluation of normalized concentrations, is presented and analyzed. The previously mentioned methodology is applied to tests carried out using hydrophilic tracers and also it is questioned when oleophilic tracers are used.

Introducción

Según datos de la Secretaría de Energía de la Nación la provincia de Neuquén aporta actualmente el 25% del petróleo y el 53% del gas nacionales. Se prevee que estos porcentajes aumentarán como consecuencia del desarrollo masivo de los yacimientos “tight” y “shale” (No Convencionales), en los cuales se intensificará la perforación de nuevos pozos, todos ellos hidráulicamente fracturados. En este contexto resultan sorprendentes los avances experimentados tanto en la perforación como en la estimulación de los pozos a partir de la disponibilidad de nuevas tecnologías. Como consecuencia, día tras día se logran mayores extensiones de los tramos horizontales de los pozos y cantidad de etapas de fractura por pozo, todo ello en menores tiempos de operación.

No obstante, el impacto de estas mejoras tecnológicas sobre la productividad, debe ser cuidadosamente evaluado lo que requiere métodos de monitoreo confiables, especialmente aplicables durante el flowback y EGOP. En este sentido el uso de trazadores ha cobrado un

renovado interés y numerosos ensayos con trazadores hidrofílicos, oleofílicos y gasfílicos, se realizan actualmente de manera permanente⁽¹⁾. Los trazadores hidrofílicos fueron los más utilizados desde un principio en la Cuenca Neuquina⁽²⁾. El adiciónado en forma uniforme de un trazador hidrofílico en la totalidad del fluido base (agua) de cada una de las etapas de fractura de un mismo pozo (Fig.1), permite reconocer el origen del agua producida durante el período de flowback. Es deseable que este proceso de flowback sea continuo y progresivo, a fin de que la fractura quede finalmente limpia y habilitada para producir hidrocarburos. Si ello no ocurriera convenientemente y la etapa no devolviera su fluido de fractura, persistirá una suerte de “daño de formación” que limitará la productividad de la misma. Por otra parte una devolución extremadamente veloz del fluido de fractura puede ser síntoma de otros problemas tales como escaso desarrollo en profundidad de la fractura y/o mala distribución del proppant, lo cual dejaría zonas sin apuntalar que facilitarían finalmente un cierre muy rápido de la fractura. En definitiva se requiere un análisis cuidadoso de los registros de producción de cada trazador hidrofílico a fin de reconocer una eventual problemática. En este trabajo, nos proponemos evaluar algunos aspectos durante el flowback, tales como:

1. Desbalances iniciales y tendencia al equilibrio de aportes.
2. Deficiencias de apuntalamiento (mala distribución del proppant).
3. Disolución de tapones solubles.
4. Arenamientos.
5. Interferencias con etapas de fractura de pozos vecinos.
6. Cambios de orificios.
7. Flujos cruzados durante paradas del pozo.
8. Contacto con agua de formación.

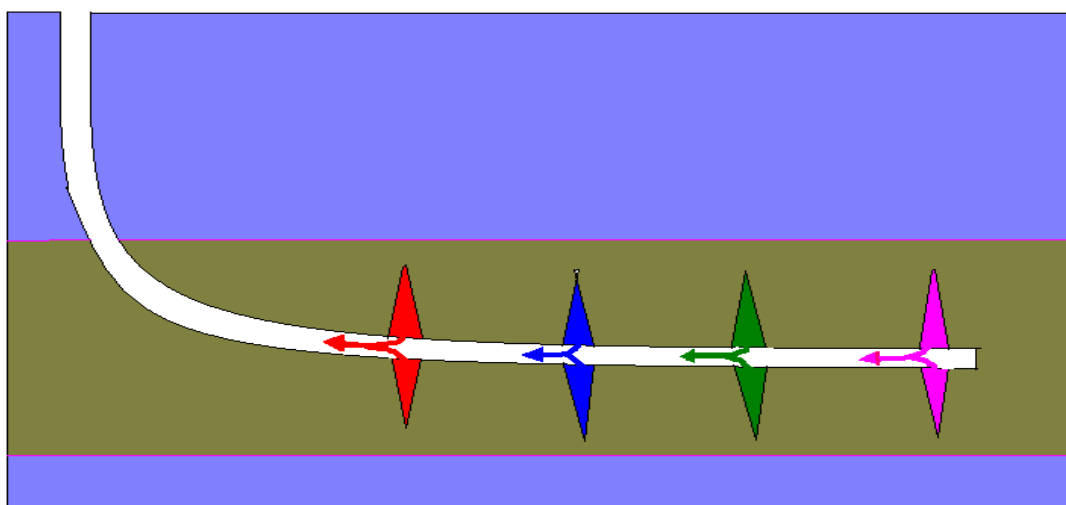


Fig. 1 - Etapas trazadas de un pozo hidráulicamente fracturado

Metodología

Un ensayo con trazadores cuyo objetivo sea diagnosticar el comportamiento de etapas de fractura hidráulica, requiere el cumplimiento de los siguientes pasos:

1. Preparación de los trazadores (disolución o emulsiónado y llevado a volumen apto para dosificar).
2. Dosificación “en línea” durante el proceso de creación, desarrollo y apuntalamiento de cada fractura hidráulica.
3. Muestreo durante el flowback (en boca de pozo o en separador).

4. Retiro y transporte de las muestras desde la locación del o los pozos.
5. Análisis de las muestras en laboratorio.
6. Interpretación de resultados e informe.

La dosificación de un trazador (hidrofílico u oleofílico) debe hacerse en forma tal que se garantice su concentración uniforme durante el ingreso al pozo (Fig.2). Ya en la formación, si se trata de un trazador hidrofílico, se espera que presente una concentración muy similar a la de entrada, mientras permanezca en el volumen poral de la fractura. Y que decrezca gradualmente su concentración hacia el interior de la formación, por efecto del filtrado y contacto con agua de formación (Fig.3). Como consecuencia, durante un hipotético flowback de una única etapa, se esperaría un registro de trazador tal como el indicado en la Fig.4 en la cual son muy evidentes los aportes desde el volumen poral de la fractura, que da lugar luego al ingreso de una mezcla de aguas de fractura y de formación. Sin embargo la situación descrita es totalmente inusual (ensayo de una única etapa de fractura) mientras el flowback habitual está compuesto por los aportes de un gran número de etapas de fractura. Esto obliga a implementar una metodología adecuada para comparar los registros de diferentes etapas de fractura de un mismo pozo y también para comparar registros de etapas de diferentes pozos.

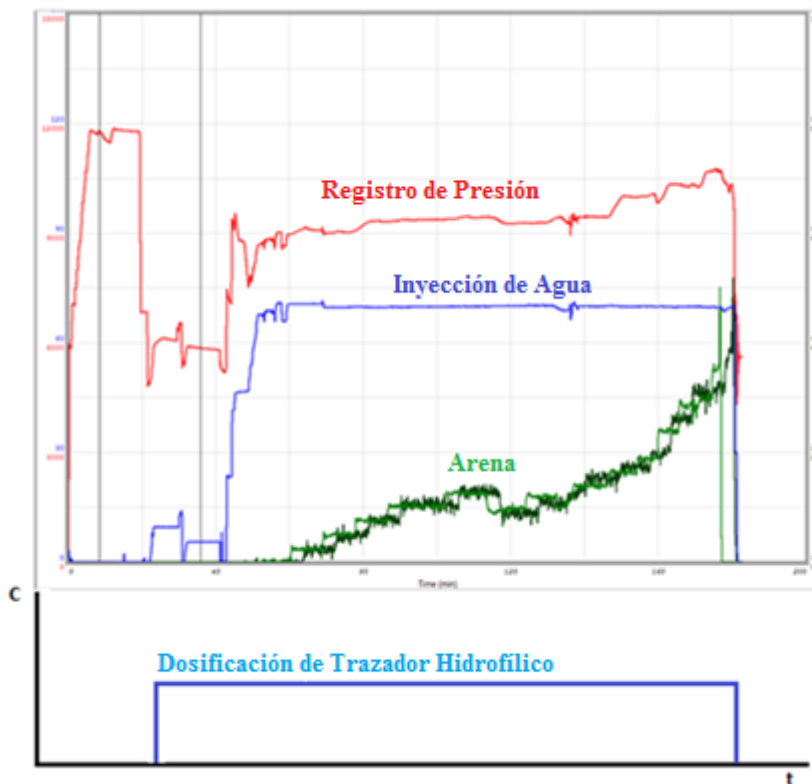


Fig. 2 - Dosificación del Trazador Hidrofílico

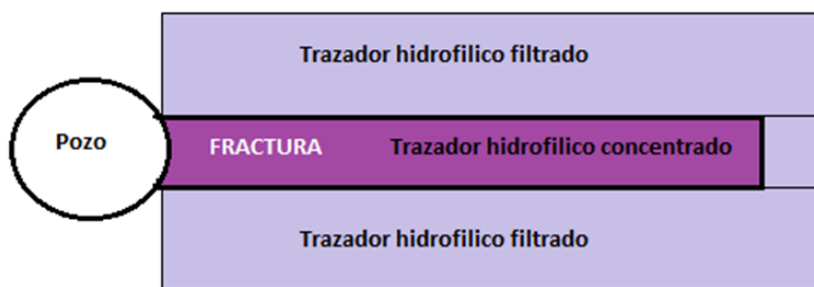


Fig. 3 - Disposición “esquemática” de un Trazador Hidrofílico en la zona estimulada.

Metodología para la comparación de registros de etapas de un mismo pozo.

Como la dosificación de los trazadores se realiza “en línea” y de manera uniforme, se representa matemáticamente como una función de entrada tipo escalón, de intensidad igual a la concentración C_{0i} , donde “i” se refiere a la etapa.

$$C_{0i} = \frac{m_i}{V_{wi}} \quad \text{Ec. 1}$$

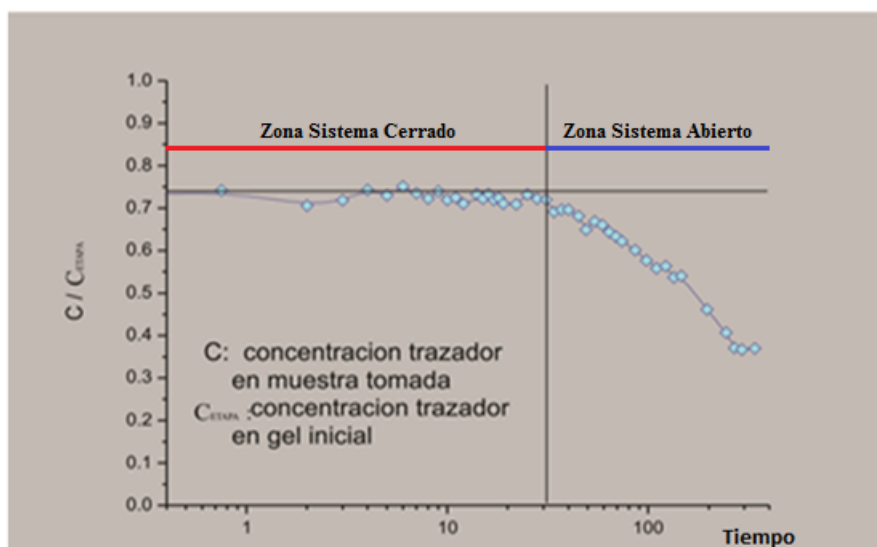


Fig. 4 - Perfil de devolución del trazador (Concentración normalizada vs tiempo)

En la Ec.1, m_i es la masa inyectada de trazador y V_{wi} es el volumen de agua trazado de la etapa “i”. De esta forma, si el número de etapas trazadas es “N” tendremos tantas concentraciones C_{0i} como cantidad de etapas trazadas. Además, la metodología propuesta considera la eventual dosificación de un trazador global o trazador *cover* que se inyecta desde la primera hasta la última etapa de fractura, en igual concentración. Para el trazador *cover* la concentración de entrada, resultará:

$$C_{0cover} = \frac{m_{cover}}{V_{wtotal}} \quad \text{Ec. 2}$$

Una vez iniciado el flowback y muestreo del mismo, denominaremos “ C_i ” a las concentraciones medidas de cada muestra donde, como ya se adelantó, “ i ” es el índice que representa a cada etapa.

Ahora, con la finalidad de interpretar los registros obtenidos de cada trazador, debe señalarse que la concentración medida del trazador de una etapa (C_i) no representa por si sola el verdadero aporte al flowback de una etapa de fractura. Una etapa puede dar una alta concentración C_i respecto a otras, pero esto podría deberse a que su concentración de entrada fue más alta que para el resto de las etapas y no a que su aporte al flowback sea realmente mayor. Para evitar estos problemas, se definen concentraciones normalizadas refiriendo los valores medidos a los valores de entrada C_{0i} tal como se muestra en la Ec.3.

$$C_{id} = \frac{C_i}{C_{0i}} \quad \text{Ec. 3}$$

De esta forma, los valores de C_{id} permiten comparar objetivamente los aportes de las diferentes etapas de un mismo pozo. Luego, a partir de esta concentración normalizada es posible calcular el porcentaje de aporte de cada etapa al flowback, haciendo:

$$\%AF_i = \frac{C_{id}}{\sum_{i=1}^N C_{id}} \quad \text{Ec. 4}$$

donde $\%AF_i$ representa el aporte porcentual de la etapa “ i ” al flowback total, siendo N el numero de etapas trazadas. Alternativamente se puede utilizar para el mismo fin:

$$\%AF_i = \frac{C_{id}}{C_{d \text{ cover}}} \quad \text{Ec. 5}$$

donde:

$$C_{d \text{ cover}} = \frac{C_{\text{cover}}}{C_{0 \text{ cover}}} = F_d \quad \text{Ec. 6}$$

La Ec.6, representa también el factor de dilución “ F_d ”. Es decir, si se considera que toda el agua utilizada en la totalidad de las etapas de fractura ha sido trazada con la misma concentración de entrada ($C_{0 \text{ cover}}$), entonces debería producirse durante el flowback agua con concentración $C_{0 \text{ cover}}$, a menos que el agua de fractura haya contactado agua de formación.

Con fines ilustrativos, se presentan en las Tablas 1, 2 y 3 resultados hipotéticos de tres condiciones (mu simplificadas) del flowback:

Tabla 1: Caso de flowback balanceado* y sin contactar agua de formación:

Etapas N°	Trazador	Masa trazador (g)	Volumen agua por etapa (m3)	C_{0i} (mg/m3)	C_i (medida) (mg/m3)	C_{id}	$\%Afi$ (%)
1	A	1000	1000	1000	250	0,25	25
2	B	1000	1000	1000	250	0,25	25
3	C	1000	1000	1000	250	0,25	25
4	D	1000	1000	1000	250	0,25	25
Total	Cover	4000	4000	1000	1000	1	100

Tabla 2: Caso de flowback balanceado* contactando agua de formación ($F_d=0,5$):

Etapas N°	Trazador	Masa trazador (g)	Volumen agua por etapa (m3)	C _{oi} (mg/m3)	C _i (medida) (mg/m3)	C _{id}	C _{id} /F _d	%Afi (%)
1	A	1000	1000	1000	125	0,125	0.250	25
2	B	1000	1000	1000	125	0,125	0.250	25
3	C	1000	1000	1000	125	0,125	0.250	25
4	D	1000	1000	1000	125	0,125	0.250	25
Total	Cover	4000	4000	1000	500	0,5	1	100

Tabla 3: Caso de flowback desbalanceado contactando agua de formación (Fd=0,5)

Etapas N°	Trazador	Masa trazador (g)	Volumen agua por etapa (m3)	C _{oi} (mg/m3)	C _i (medida) (mg/m3)	C _{id}	C _{id} /F _d	%AF (%)
1	A	1000	1000	1000	0	0	0	0
2	B	1000	1000	1000	250	0.250	0.50	50
3	C	1000	1000	1000	125	0.125	0.25	25
4	D	1000	1000	1000	125	0.125	0.25	25
Total	Cover	4000	4000	1000	500	0.5	1	100

Finalmente se define a la recuperacion acumulada en el tiempo del trazador “i” como:

$$f_i = \int_0^t \frac{Q_p C_i}{m_i} dt \quad \text{Ec. 7}$$

donde Q_p es el caudal de producción al momento de la toma de la muestra que midió C_i . El producto de $Q_p C_i$ es lo que se conoce como *producción diaria de trazador*.

Análisis de Casos Reales de la Cuenca Neuquina

Se presentan a continuación casos reales de ensayos realizados para operadoras de yacimientos No Convencionales de la Cuenca Neuquina. Los comentarios vertidos en cada caso provienen de análisis realizados con personal de las operadoras, sustentados en información propia de cada compañía. Por razones de confidencialidad se han eliminado todas las referencias de cada caso.

Caso A. Desbalances iniciales y tendencias al equilibrio del flowback

La Fig.5 muestra (en términos de concentraciones normalizadas) un caso con aportes iniciales al flowback muy desbalanceados, pero que rápidamente tienden al equilibrio. Desde el principio hay un dominio muy evidente de las etapas #2, #1 y #3, mientras otras etapas como la #4 no presentan aportes iniciales al flowback situación que se modifica luego, comenzando a aportar esta última etapa, en una semana aproximadamente.

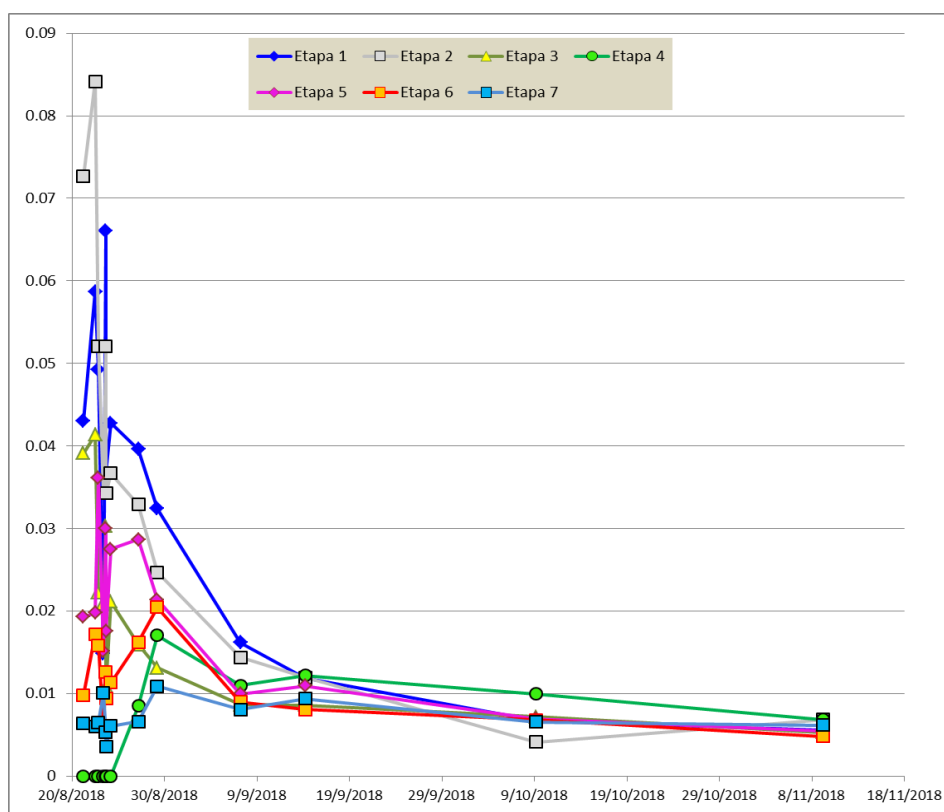


Fig. 5- Etapas que tienden al equilibrio en el flowback (Concentración normalizada vs fecha).

Los fuertes desbalances iniciales en los aportes al flowback, pueden estar motivados por las diferencias entre las presiones que cada etapa registra luego de fracturarse y empaquetarse (cierre). Sin embargo esta puede no ser la única causa de desbalance como se explicará mas adelante. La Fig.6 representa el mismo caso anterior en términos de “aportes porcentuales al flowback” (%AF) y la Fig.7 compara los aportes iniciales calculados a partir de la primera y de la última muestra. Claramente se ha pasado de una situación muy desbalanceada a otra balanceada, en poco menos de un mes.

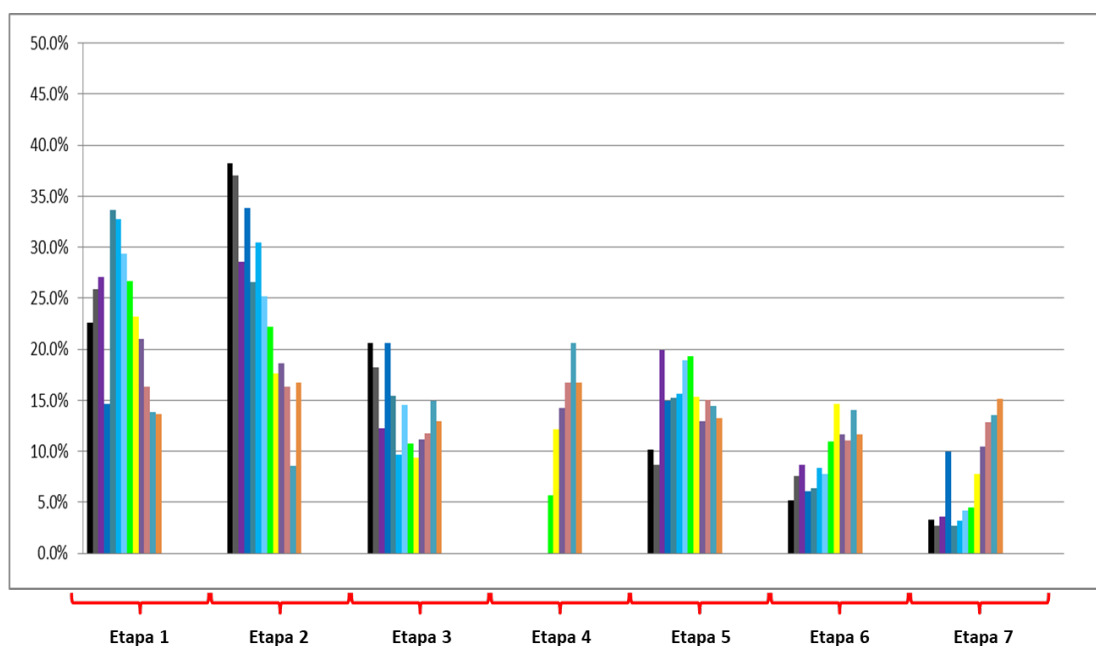


Fig. 6 - %AF de las siete etapas con tendencia rápida al equilibrio.

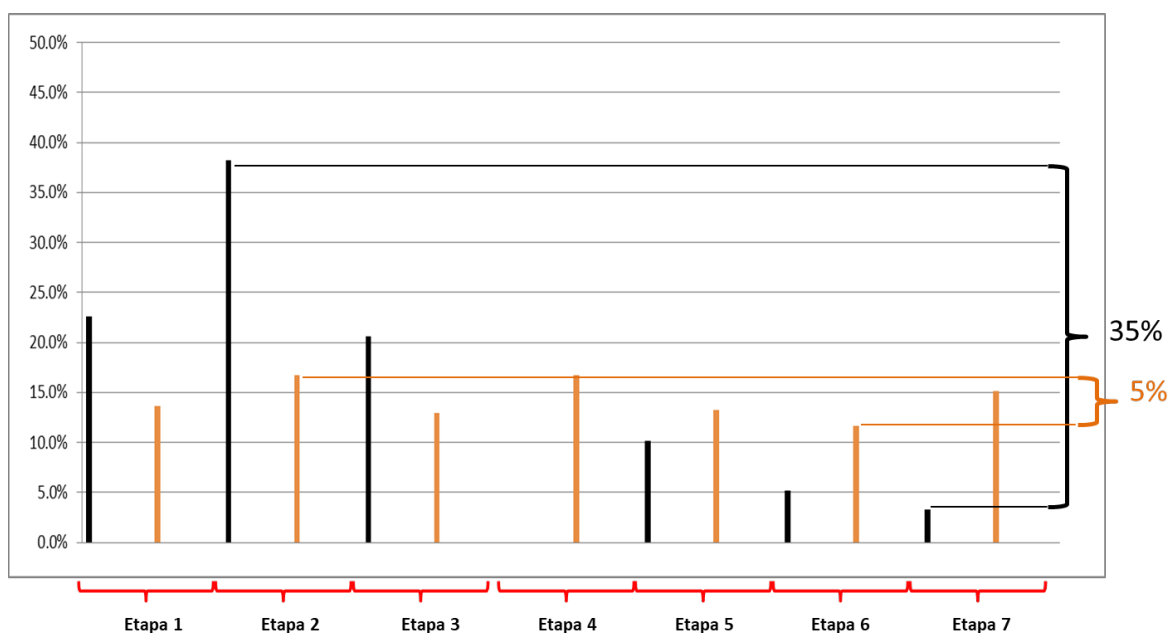


Fig. 7 - Diferencia máxima del %AF para el inicio y final del ensayo.

Caso B. Deficiencias de apuntalamiento:

En el caso B, un pozo horizontal de 36 etapas de fractura, se trazó con 9 trazadores hidrofílicos, empleándose un trazador por grupo de 4 etapas, de manera que se definieron 9 grupos de etapas. Desde el principio sobresalió el flowback del grupo G7 y en menor medida el del grupo G3

(Fig.8). Consultada la operadora, se pudo acceder a los partes de fractura, en los cuales se identificaron etapas en los grupos G3 y G7 con deficiencias de apuntalamiento (Figs.9 y 10).

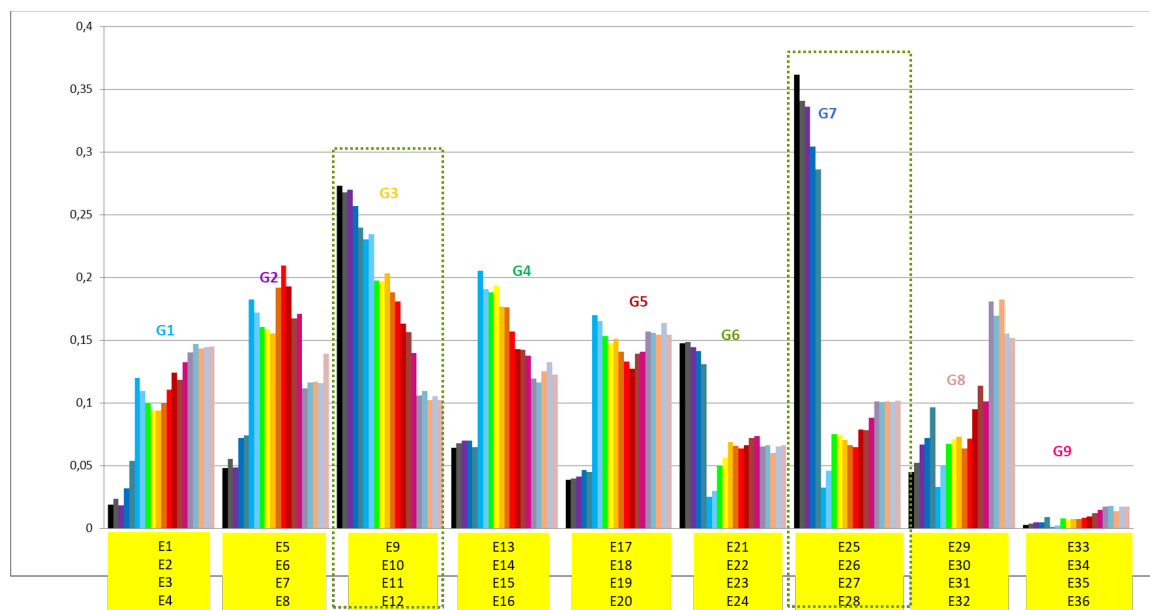


Fig. 8 – Aportes al flowback por grupos de etapas de fractura (caso B)

La Fig.9 corresponde a una etapa de fractura del grupo G3, que quedó prácticamente sin apuntalamiento (se bombearon solo 143 bolsas de 4500 previstas por diseño). Los incrementos de presión registrados al ingresar la arena en la formación, motivaron que la operadora decidiera abandonar la etapa. En el caso de la etapa de la Fig.10 ingresó arena en forma parcial (698 bolsas de 4500 previstas), hasta que se decidió interrumpir el bombeo debido a problemas con el instrumental del blender, ya avanzado el tratamiento. En ambos casos, la falta de apuntalamiento facilitó el cierre rápido y excesivo de la fractura, generándose una suerte de “empuje por compactación” que expulsó gran parte del fluido de fractura hacia el pozo.

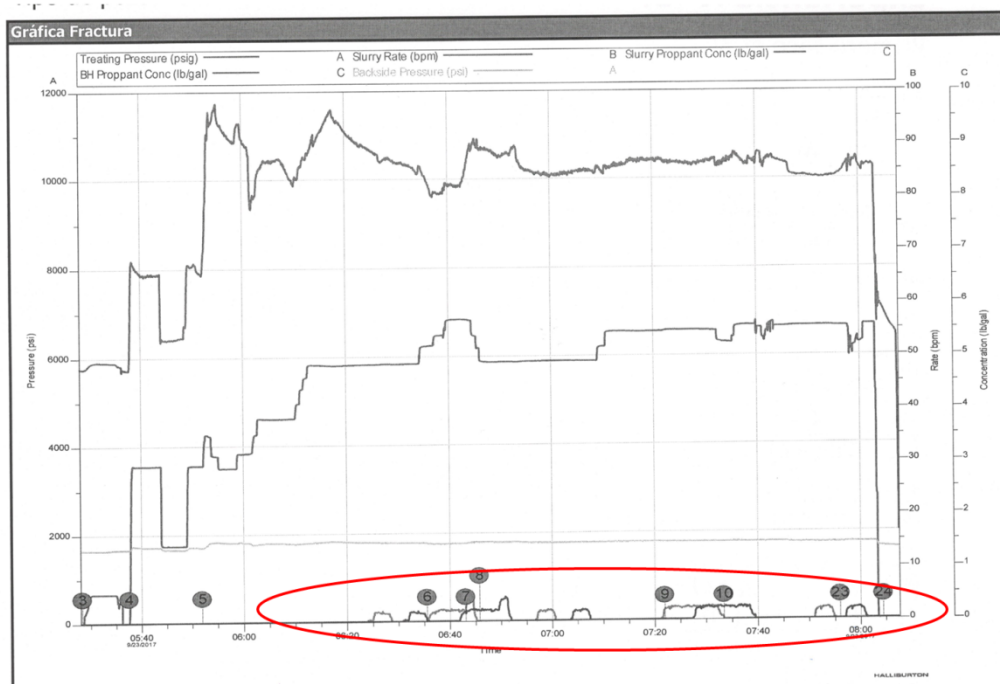


Fig. 9. Parte de fractura de una etapa del grupo G3 (caso B)



Fig. 10. Parte de fractura de una etapa del grupo G7 (caso B)

C. Control de la disolución de tapones solubles:

El uso de tapones solubles se ha extendido gracias a la aptitud que presentan de disolverse bajo ciertas condiciones de composición del flowback. De manera que los tapones solubles muestran una dinámica de degradación, que puede variar de un pozo a otro. La completa disolución de un tapón permite el pasaje del flujo sin restricciones, evitándose de esta manera la necesidad de “rotar tapones”, operación que agrega tiempo y costo. Y además, aún en el caso de que resulte imperioso “rotar tapones”, resulta mucho mas fácil y rápido hacerlo con tapones solubles, que siempre presentarán algún grado de degradación. En la Fig.11 se muestra un caso de un pozo horizontal de 55 etapas de fractura, aisladas mediante tapones solubles. Los trazadores demostraron cierta lentitud en la disolución hasta que poco antes del día 20 se decidió la rotación de los tapones.

D. Arenamientos masivos

El desprendimiento de arena de fractura durante el flowback es un fenómeno habitual que suele requerir operaciones adicionales de limpieza para su resolución. La presencia y acumulación de arena en el pozo puede llegar a comprometer la producción de las etapas que queden “bajo arena”, tanto en pozos verticales como en horizontales. En las Figs.12 (a y b) se muestran las evoluciones de los aportes porcentuales al flowback (%AF) de 7 etapas de fractura de un pozo vertical (caso D1). Resulta sorprendente comprobar como las etapas del fondo del pozo (#1 y #2) van reduciendo sus aportes en la medida que aumenta la acumulación de arena en el fondo. Simultáneamente se aprecia como aumentan los aportes (en términos relativos) de las etapas #3, #4, #5 y #6. La etapa #7 fue realizada sobre el techo de la formación (tight), siendo una zona de transición hacia un nivel convencional depletado, por ello se explica su pobre respuesta. Finalmente la operadora decidió realizar una limpieza, tras la cual se reiniciaron los aportes de las etapas bajo arena (Fig.13).

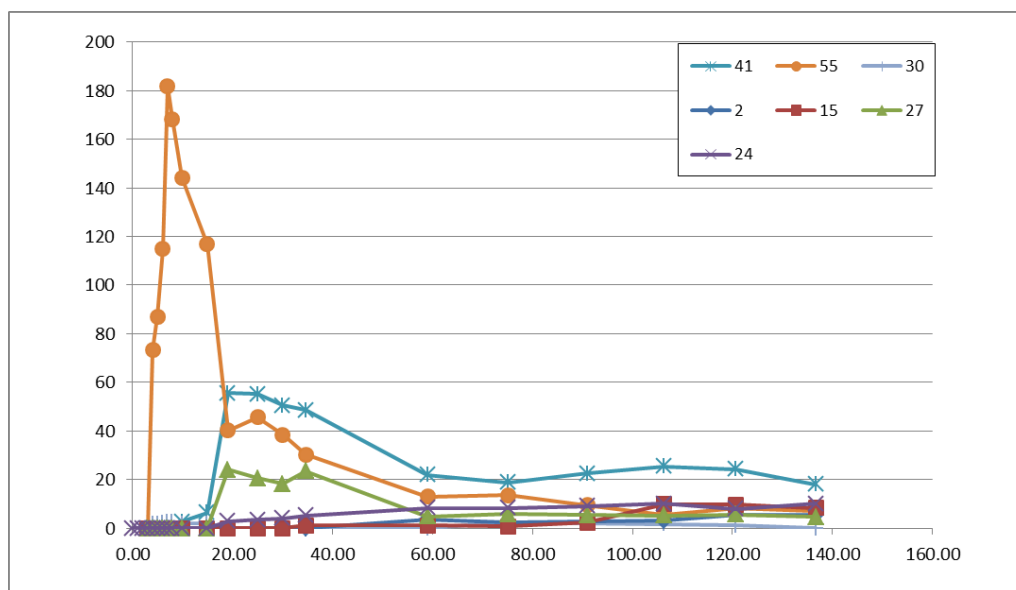


Fig. 11- Caso C: Concentraciones de trazadores de etapas separadas entre sí por tapones solubles.

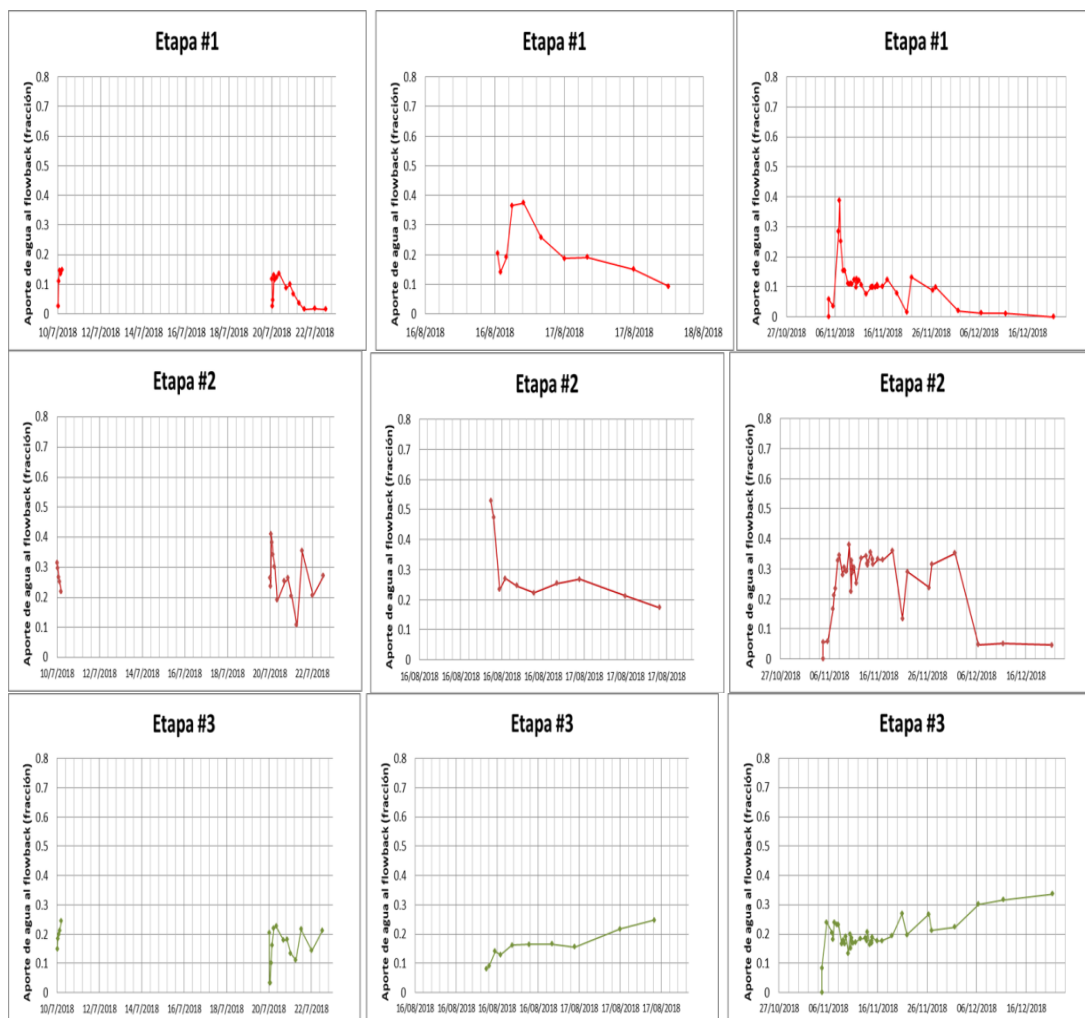
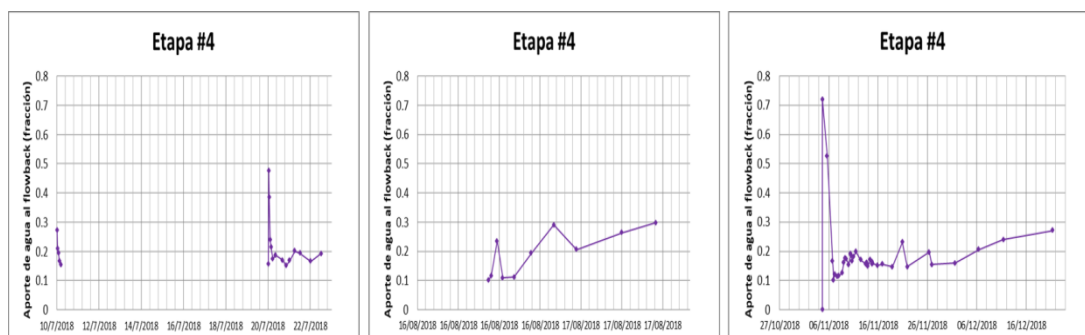


Fig. 12a – Aportes al flowback de las tres primeras etapas del pozo vertical (caso D1).



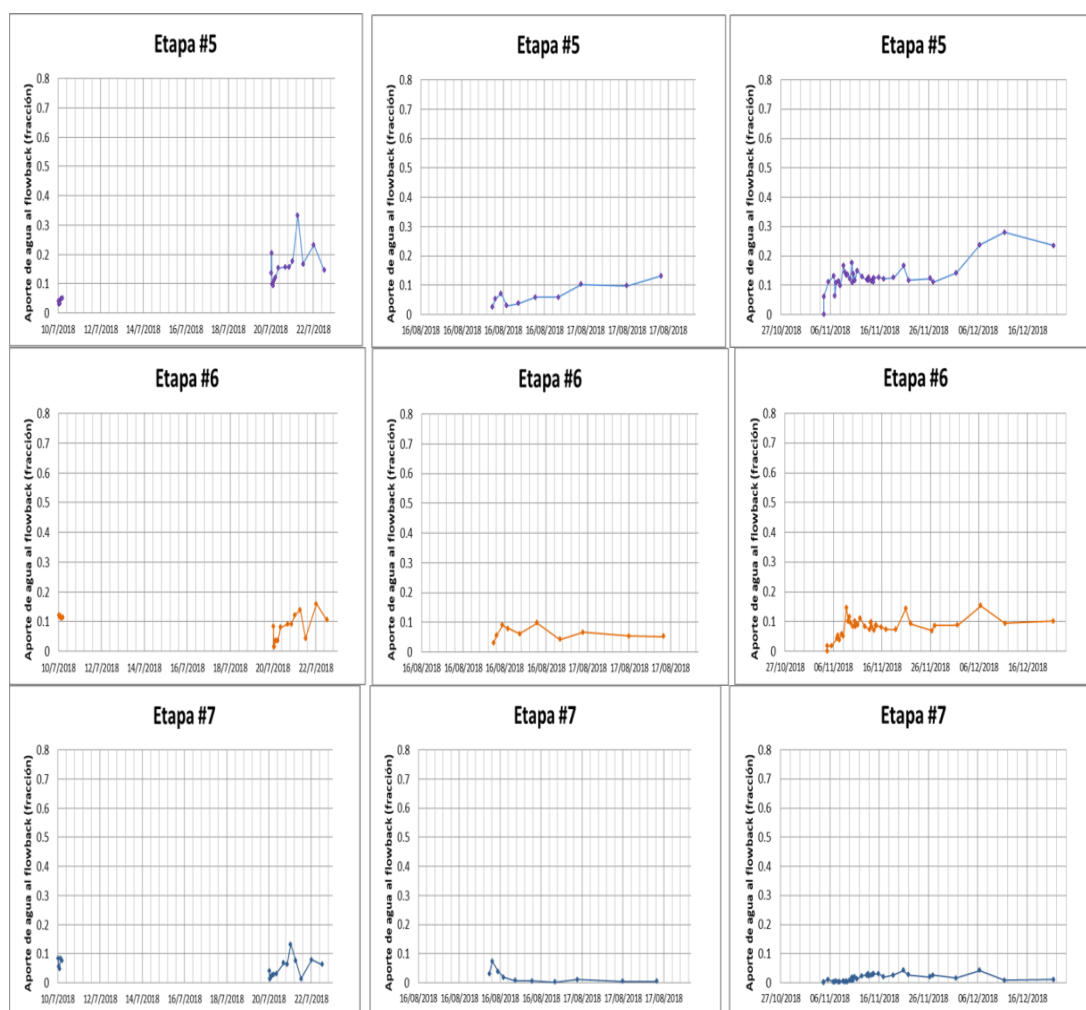


Fig. 12b – Aportes al flowback de las cuatro últimas etapas del pozo vertical (caso D1).

La Fig.14 ilustra otro caso de arenamiento (caso D2), esta vez de un pozo horizontal de 51 etapas. Al inicio, solo aportaban al flowback las etapas más cercanas al talón (desde la #31 hasta la #51, ver gráfico superior). Esto se mantuvo así durante 20 días, luego de lo cual el pozo se intervino para su limpieza. Los efectos de la limpieza se aprecian claramente en el gráfico inferior de la misma Fig.14. Los trazadores indican aportes bastante balanceados de todas las etapas trazadas hacia la punta, hasta la última de ellas (la #1).

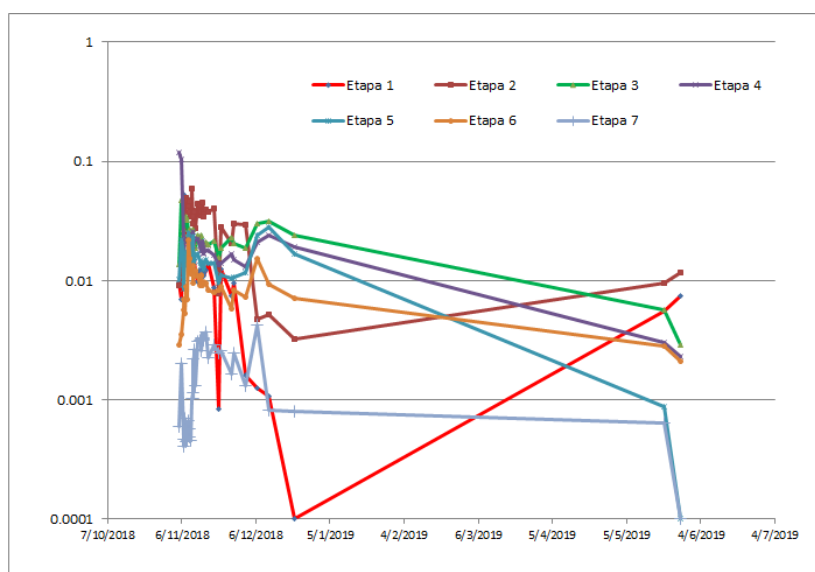


Fig. 13 – Concentraciones normalizadas de las siete etapas del pozo vertical (caso D1)

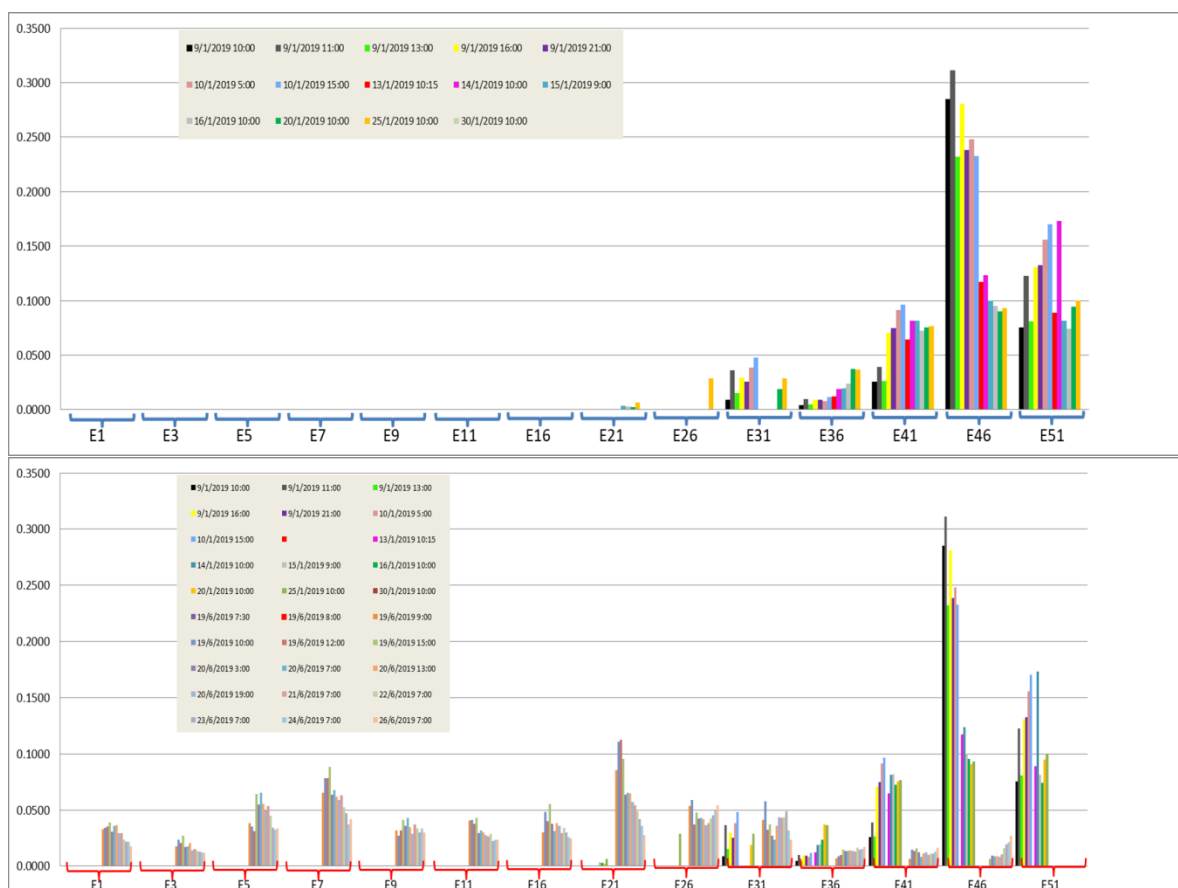


Fig. 14 – Aportes al flowback de 14 etapas trazadas de un pozo horizontal (caso D2)

E. Interferencia entre etapas de distintos pozos:

Uno de los aspectos importantes para optimizar los desarrollos No Convencionales, es la definición de los espaciamientos entre los tramos (verticales u horizontales) de los pozos a fracturar. Sucede que el crecimiento excesivo de algunas fracturas puede llegar a conectar a un pozo con pozos vecinos. En particular esto interesa especialmente cuando los pozos se disponen en PAD, modalidad que se ha impuesto en virtud de que permite compartir la logística de las operaciones de varios pozos, en la misma locación. Por supuesto este fenómeno de interferencia se favorece por la preexistencia de fracturas naturales que pueden reactivarse durante la estimulación. De manera que diferentes pozos producirán desde un volumen estimulado en común, lo cual constituye un factor de ineficiencia.

La identificación de este problema constituye un importante objetivo ya que permite la definición del «espaciamento óptimo» entre los tramos fracturados. Este espaciamento óptimo además puede prevenir la aparición o reducir la intensidad de “frac hits” y sus secuelas de impacto sobre las instalaciones.

En la Fig.15 se presenta un caso de interferencia fuerte, entre tres pozos de un mismo PAD, en el cual los pozos se han trazado con 15 trazadores hidrofílicos, distribuidos en segmentos o paquetes de 5 etapas. Se han identificado “avenidas de trazadores” que inclusive han conectado ambos pozos laterales. Estos casos de interferencia extrema son más habituales de lo que se cree. En la literatura están documentados casos similares, inclusive en uno de ellos se intenta teorizar acerca de una mayor incidencia de este problema asociado a una suerte de “efecto de punta”, que aparecería en la modalidad “zipper frac”⁽³⁾.

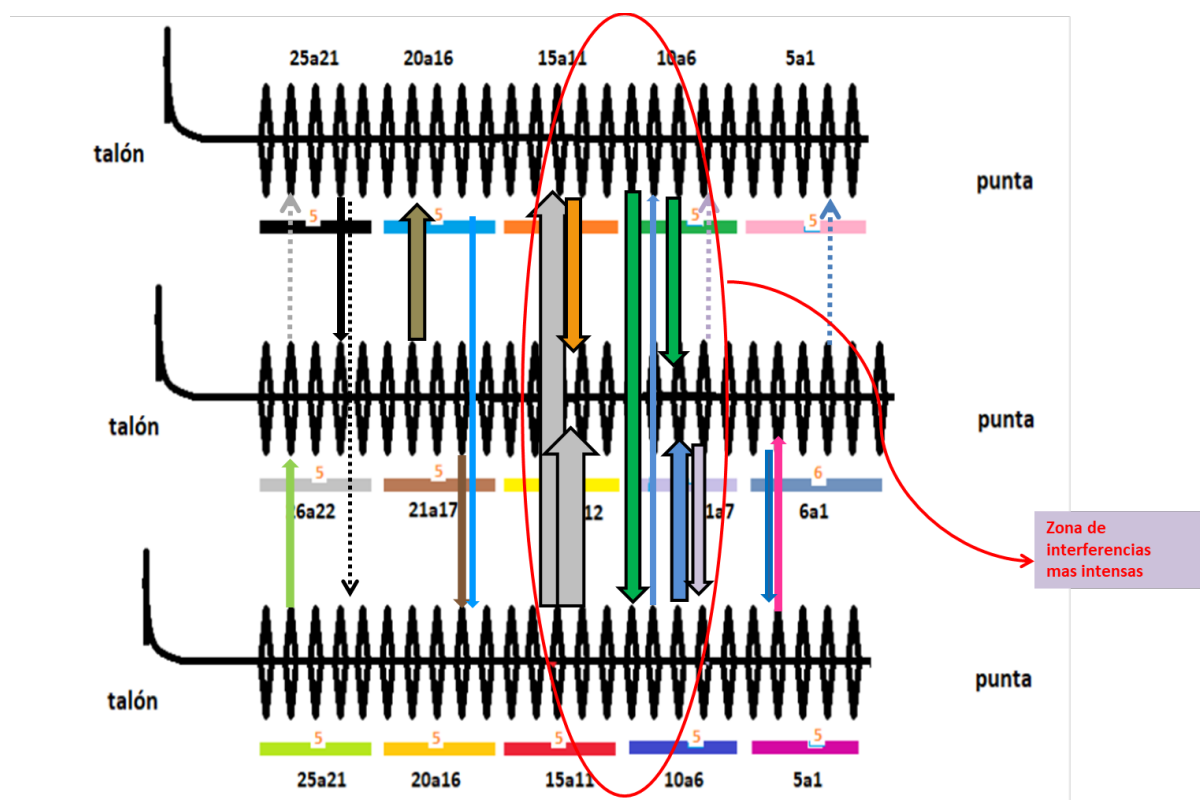


Fig. 15 - Diagrama de interferencia entre pozos vecinos

F. Cambios de orificios

Una de las estrategias mas habituales para lograr un flowback efectivo y controlado, que prevenga el desprendimiento de arena desde cada etapa, es la producción a través de orificios. Estos eventos tambien suelen modificar drásticamente los registros de trazadores, pudiéndose a traves de su inspección identificar y confirmar los efectos producidos. En la Fig.16 se represengan los aportes al flowback (%AF) del caso B (el segundo analizado en este paper) en función del tiempo. Se ha señalado particularmente el cambio de orificio (de 4 mm a 5 mm) realizado en el día 12. Evidentemente, el orificio de 5 mm ha permitido mejorar el balance, al reducirse los aportes de los grupos G6 y G7 e incrementarse los de los grupos G1, G2, G4 y G5. Esta situación es tambien visible claramente en la Fig.8, donde los aportes enseguida del cambio de orificio se representan con por las columnas de color celeste brillante.

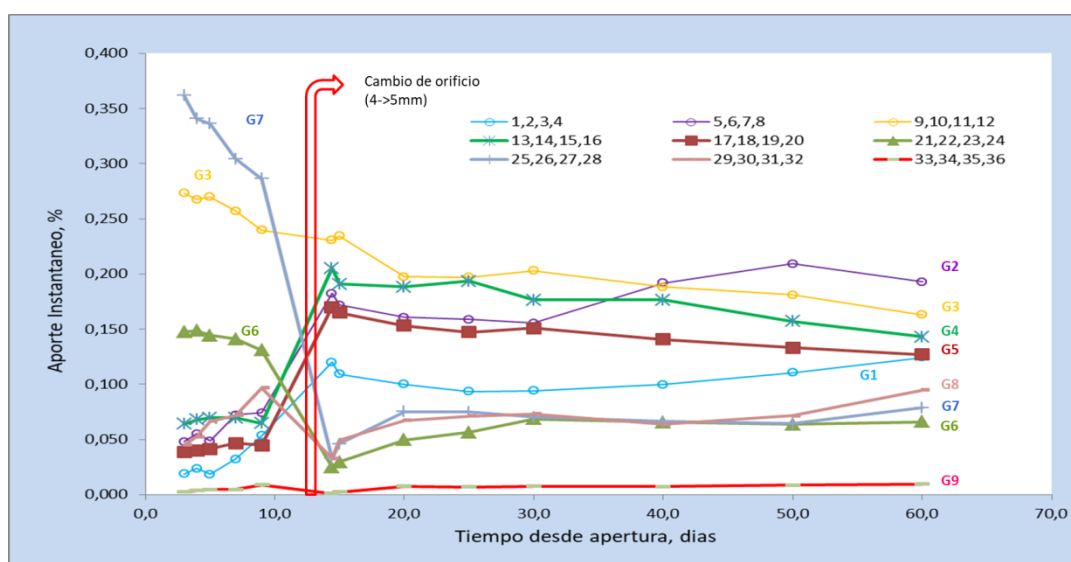


Fig. 16 – Cambios en los registros de trazadores asociados a un cambio de orificio.

G. Flujos cruzados durante paradas de un pozo multifracturado

Por razones de diversa índole, es habitual que el flowback de un pozo multifracturado se interrumpa al cerrarse el pozo, para reestablecerse semanas (y hasta meses) después. Durante estos periodos de paro, etapas que han quedado con presiones (en realidad, potenciales de flujo) diferentes pueden intercambiar fluidos y alterar sensiblemente los registros duante la reapertura del pozo. Esta situación se encuentra representada en la Fig.17, mientras se propone una explicación en la Fig.18. Al respecto, el fluido y trazador de la etapa dominante (en color naranja), podrían ingresar en una etapa “débil” y eventualmente producir en ella una suerte de desplazamiento interno. Al reabrirse el pozo, tendremos enseguida dos etapas aportando trazador anaranjado al pozo, en lugar de una y consecuentemente se reforzará así el registro del trazador naranja, durante el tiempo que demore la etapa débil en evacuar su trazador naranja. Queda claro en la Fig.17 que pasados los 40 días de controles, son las etapas #7 y #16 las que están en condiciones de “impactar” al resto durante un periodo de cierre.

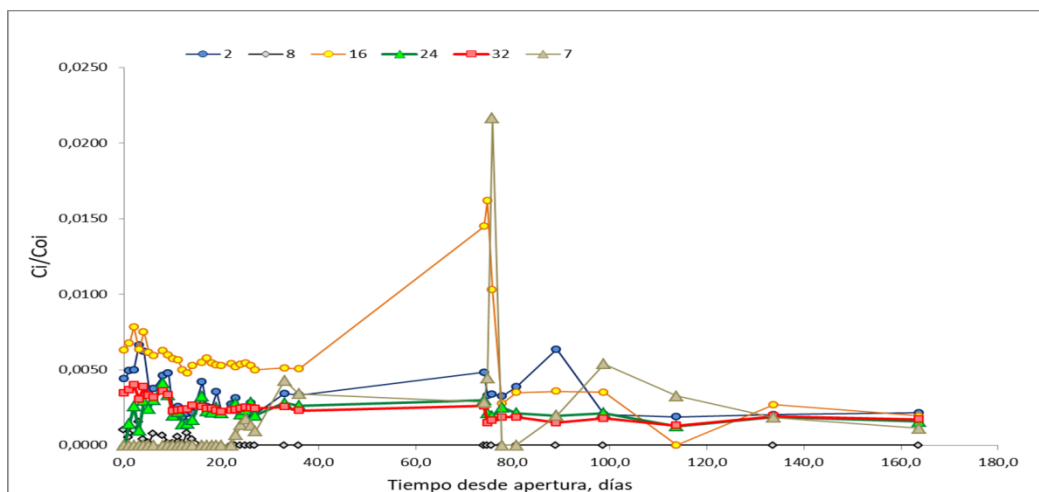


Fig. 17– Cambios transitorios en los registros de trazadores luego de un periodo de cierre del pozo.

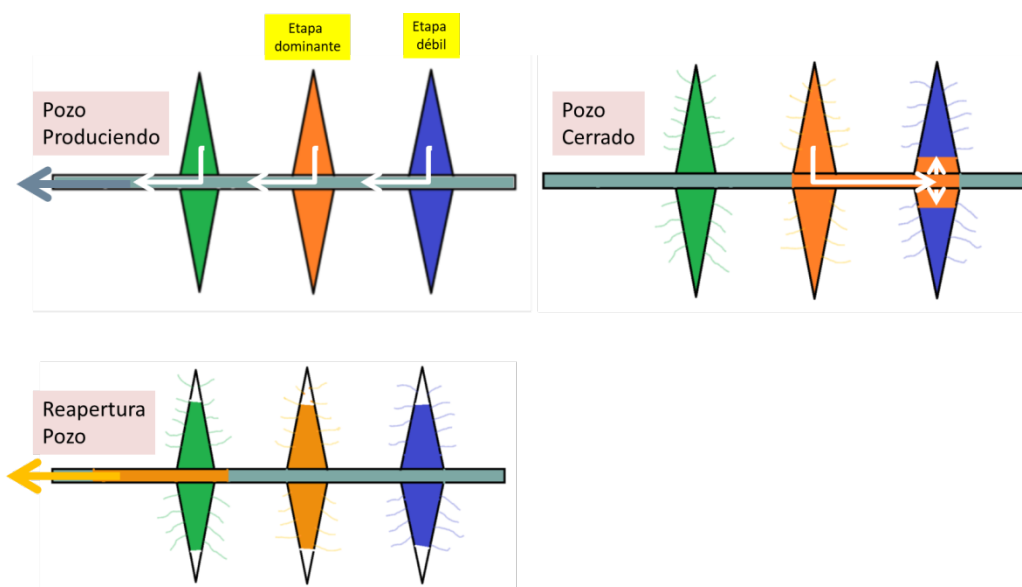


Fig. 18– Desplazamiento de trazadores entre etapas durante el cierre de un pozo multifracturado

H. Contacto con agua de formación

Durante el inicio, desarrollo y finalización de una etapa, el fluido de fractura empleado para la operación contactará agua de formación, la cual puede estar presente en saturaciones muy variables. Esto sucede inevitablemente tanto en las formaciones “tight” como “shale”. El efecto primordial sobre los trazadores es la dilución por mezclado o contacto del agua de fractura con la de formación. El trazador adicionado para evaluar tal efecto es el “cover”, que como ya se adelantó, se inocula de manera uniforme en el agua empleada en todas las etapas. De manera que durante el flowback, la concentración normalizada del “cover” dará una indicación directa del factor de dilución sufrido por el agua que en ese momento se está produciendo. Esto se hace

evidente en la Fig.19, en la cual se compara el registro de concentración normalizada del cover con el de salinidad del agua producida.

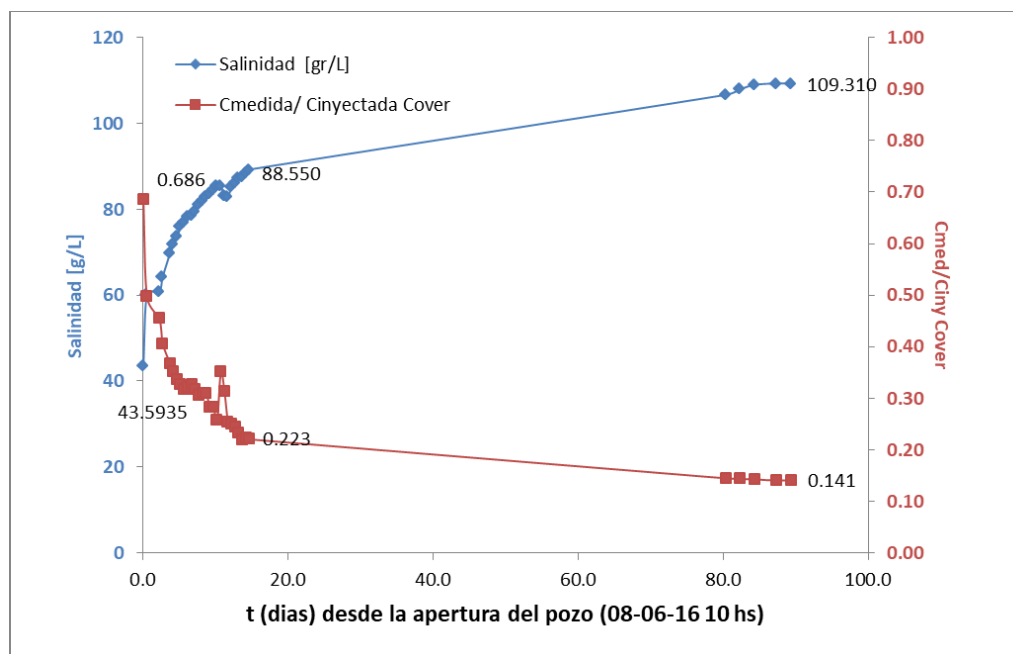


Fig. 19—Evolución de la salinidad y de la concentración normalizada del trazador “cover”

Resulta sorprendente comprobar en la Fig.19 que ambos registros son imágenes especulares, presentando la ventaja el registro del cover que ha sido confeccionado relativo a un valor de referencia. Es decir, las primeras muestras tomadas, mostraron concentraciones de cover del orden de 0.7, indicando que el agua inicialmente producida proviene de agua de fractura que ha contactado agua de formación en una proporción de 70 a 30. Esta relación fue decreciendo en simultáneo con el aumento de salinidad, hasta alcanzarse una relación de 14 a 100 a los 3 meses de flowback. Otra manera de comprobar que se ha contactado agua de formación es comparando las acumuladas de agua (relativa al total de agua utilizada para fracturar) con la del trazador “cover” (dada por la Ec.7), tal como se representa en la Fig.20.

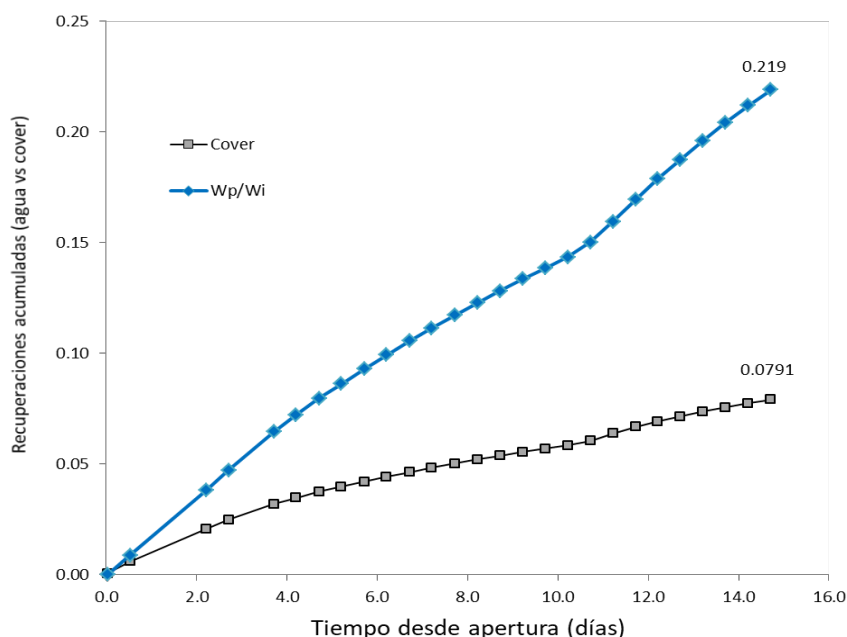


Fig. 20—Recuperaciones acumuladas de agua y trazador “cover”

Trazadores Oleofílicos

Los trazadores oleofílicos presentan afinidad con la fase petróleo, de tal manera que una vez presentes en la formación, pasarán desde el fluido de fractura a la fase petróleo que hayan contactado. El transporte desde la superficie hasta la formación, no es un problema menor, debido a que estos trazadores son insolubles en el agua de fractura. En consecuencia existen diferentes estrategias para “vehicularlos” en fase acuosa. Una de ellas es adsorber los trazadores en partículas intrínsecamente porosas (diatomeas, carbón activado, etc) que deberán ser inoculadas con la arena de fractura, confiando en que sean transportadas en conjunto, sin experimentar fenómenos de segregación por densidad, hidrodinámicos u otros. Esto de por sí, es un requisito ambicioso, quizás difícil de cumplir. Una vez en la formación se espera que el petróleo que contacte a estas partículas extraiga al trazador afin, de manera gradual, con una dinámica predecible. Otra estrategia, consiste en disolver los trazadores oleofílicos en un solvente apropiado, que al ser inyectado en el agua de fractura constituya una emulsión o dispersión inestable, que se sostenga como tal en la tubería, favorecido por las condiciones de turbulencia imperantes. Esta solución trazadora podrá ingresar en la formación por filtrado, pudiendo persistir algún remanente en el espacio poral de la fractura. Este último es el caso que se analiza aquí.

Una cuestión no muy bien definida, es hasta cuando inocular un trazador oleofílico. Existe una regla pragmática, que considera el trazado de 2/3 partes del tratamiento total (Fig.21). Se supone que es una práctica conservadora en el sentido de que se deja sin trazar el último tercio de la fractura, en previsión de un eventual arrastre del trazador remanente en los poros del propano, barrido por el agua que se dirige hacia el pozo. Este problema fue analizado en nuestro laboratorio, en el cual columnas empacadas con arenas de fractura de distinto mallaje y saturadas con agua, fueron inoculadas en buena parte de su volumen poral con soluciones trazadoras de benzoatos de etilo fluorinados, disueltos en diferentes solventes orgánicos.

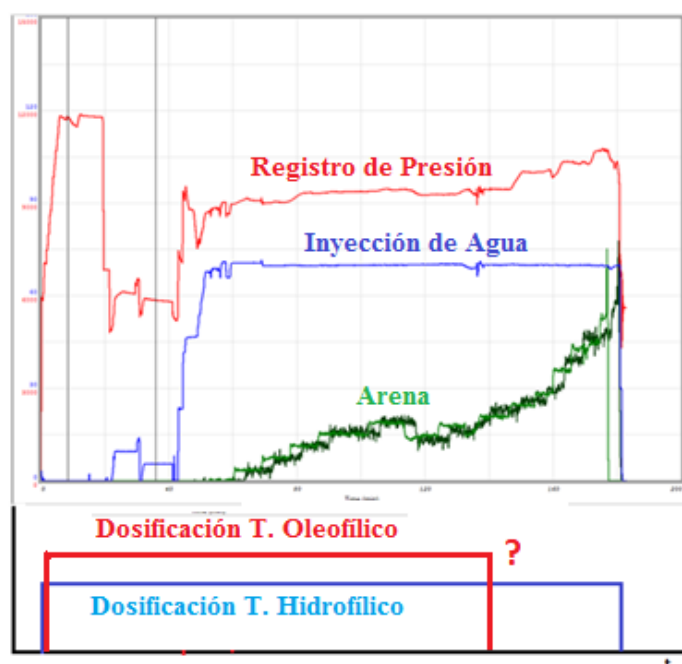


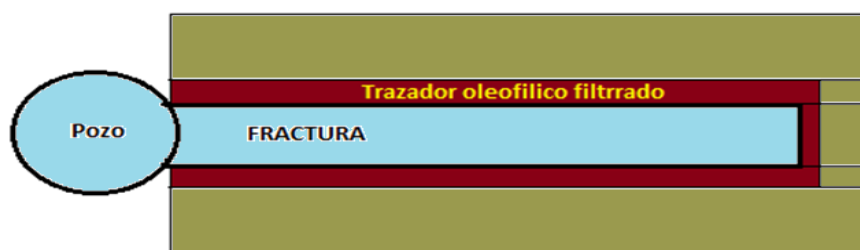
Fig. 21 - Diferencias en los esquemas de inyección entre T. Hidrofílico y T. Oleofílico

A posteriori, se realizaron sucesivos barridos con agua y se midieron las concentraciones del efluente a la salida. Todos los ensayos realizados dieron resultados negativos. Es decir, el trazador en su solvente se comporta como una suerte de fase en saturación residual dentro de la arena de fractura, de manera que no es movilizado por el agua inyectada. Barridos posteriores realizados con hidrocarburos, desplazaron la fase trazador/solvente, alcanzándose recuperaciones acumuladas superiores al 80% en todos los casos.

Otro aspecto que se cuestiona respecto a los ensayos con trazadores oleofílicos, tiene que ver con la interpretación de los resultados. Sucede que si se asume que el trazador/solvente ingresa a la formación por filtrado, se contactará el petróleo de la zona coloreada en rojo, tal como se representa en la Fig.22. Como se desconoce el volumen de petróleo contactado, no se pueden utilizar como referencia concentraciones de entrada tal como se hizo con los trazadores hidrofílicos en este mismo trabajo. Por tal motivo, se debe usar como referencia la masa inyectada de trazador, con lo cual las Ecs. 3 y 4 se transforman en:

$$Freq_i = \frac{C_i}{m_i} \% AF_i = \frac{Freq_i}{\sum_{i=1}^N Freq_i} \quad \text{Ecs. 8y9}$$

donde “ F_{reqi} ” es la fracción recuperada de la masa del trazador inyectado, por metro cúbico de petróleo producido.



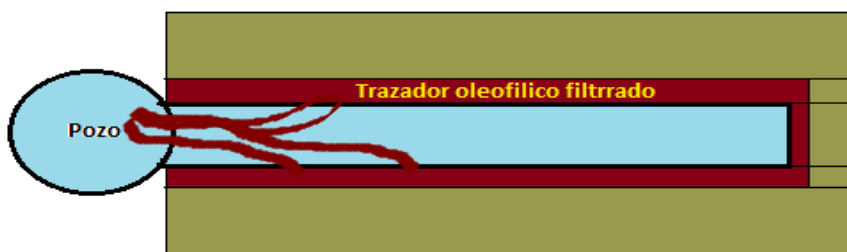


Fig. 22 –Zonas contactadas por un trazador oleofílico

Conclusiones y comentarios

Luego de haberse realizado ensayos en más de 100 pozos multifracturados hidráulicamente de la Cuenca Neuquina (por parte del Grupo de Trazadores de la UNComahue), comprobamos la aptitud de las técnicas de trazadores para reconocer el comportamiento del flowback en diferentes escenarios, los que aparecen con frecuencia luego de las operaciones habituales de fractura hidráulica. Los escenarios que se presentaron en este trabajo, fueron analizados en su momento con personal de las operadoras, en un marco de mayor amplitud de información.

El grupo de Trazadores de la UNComahue ha realizado sus ensayos empleando unas 40 especies trazadoras (sumando hidrofílicos y oleofílicos) y se encuentra incorporando nuevas especies de manera continua.

No obstante las ventajas evidentes de estas tecnologías, consideramos necesario profundizar y discutir las estrategias de interpretación, particularmente en cuanto a los resultados de trazadores oleofílicos.

Agradecimientos

Los autores agradecen los valiosos comentarios y sugerencias realizadas por el experto y amigo Juan Moreyra, quien ha sido sumamente generoso brindando su tiempo y conocimientos.

Referencias

1. Lucas González Day, Mauricio Vizioli, Ignacio Ons Costa, Joaquín Ramírez Martínez, Daniel Gerardo García, Emilio Martín Orte (YPF), “Trazado Químico de Producción de Gas, Petróleo y Agua en Estimulaciones Hidráulicas de Yacimientos Shale”. Revista YTEC (2017).
2. Daniela Ceccon (YPF S.A.), Daniel García y Joaquín Ramírez (Y-TEC) y Patricio Panichelli (Tracerco). “El uso de trazadores químicos de gas revela detalles de la limpieza de un pozo de gas No Convencional en la Fm. Vaca Muerta”. Revista Petrotecnia, IAGP. Febrero de 2018.
3. (Y-TEC) Carlos Procak, Yamila Núñez, Victoria de la Fuente y Carlos Somaruga. “Trazadores en la Fracturación Hidráulica Múltiple: ¿qué información pueden darnos?”. 5° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas

- de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG). Rosario, Argentina. 21 al 25 de mayo del 2013.
4. Hemali Patel, BP; Stephan Cadwallader, Jeff Wampler. “Zipper Fracturing: Taking Theory to Reality in the Eagle Ford Shale”. SPE Copyright 2016, Unconventional Resources Technology Conference (URTeC) DOI 10.15530/urtec-2016-2445923. Unconventional Resources Technology Conference held in San Antonio, Texas, USA, 1-3 August 2016