



7° CONGRESO IAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

5 – 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina

iapg INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



**UNIVERSIDAD
NACIONAL
DEL COMAHUE**

GMP

LABORATORIO DE TRAZADORES



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

NEUQUÉN - ARGENTINA

TEMARIO

1. INTRODUCCIÓN GMP

2. PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS

- A. ¿Por qué usar trazadores en Fracturación Hidráulica?
- B. ¿Cómo inyectar trazadores en Fracturación Hidráulica?
- C. Resultados: Concentraciones normalizadas
- D. Casos Reales de la Cuenca Neuquina:
 - ✓ Desbalances en los aportes al flowback de cada etapa
 - ✓ Deficiencias de apuntalamiento de fracturas
 - ✓ Control de la disolución de tapones solubles entre etapas
 - ✓ Arenamientos masivos
 - ✓ Interferencias entre etapas de distintos pozos
 - ✓ Modificaciones en la distribución del flowback por Cambios de Orificios en superficie
 - ✓ Contacto con agua de formación

3. PARTE 2: TRAZADORES OLEOFÍLICOS

4. CONCLUSIONES

INTRODUCCIÓN GMP

GMP es un **GRUPO DE INVESTIGACIÓN Y SERVICIOS (ESTUDIOS)** de UNComa, conformado en el año 2001, que investiga y aplica metodologías basadas en el **USO DE TRAZADORES COMO HERRAMIENTAS DE CONTROL Y DIAGNÓSTICO** en diferentes operaciones asociadas a la producción de hidrocarburos.

En ese periodo GMP diseñó e implementó **MÁS DE 1000 ESTUDIOS** de trazadores de diversa índole en nuestro país, trabajando para compañías, tales como: **YPF, Pluspetrol, Tecpetrol, Pampa Energía, Exxon, PAE, Total, OilStone, San Jorge, entre otras.**

También se ha colaborado en la promoción y desarrollo de estas tecnologías, en México, Ecuador, Colombia y España.



PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS - ¿Por qué usar trazadores en Fracturación Hidráulica?

In some basins, two-thirds of gas production is coming from only third of the perforation clusters. Furthermore, when looking at all basins, almost one third of all perforation clusters are not contributing to production.

C. Miller, G. Waters and E. Rylander, Schlumberger.
Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales. SPE 144326, **2011**

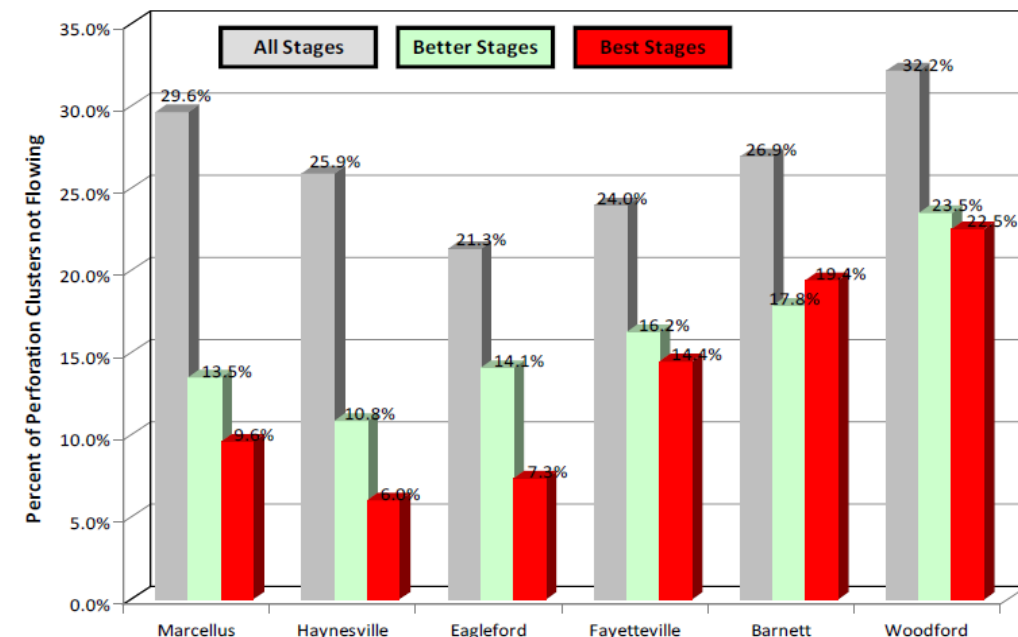


Fig 36 – Percentage of all perforation clusters that are not producing. Grey bar includes all frac stages. The green is for stages producing from 110% to 150% above the average rate. The red bars are for stages producing greater than 150% of the average rate.

We acquire too much acreage, drill too many wells, frac in too many stages, use too much proppant and my sense is that the performance distributions for all of these activities is approximately Paretian: ~20% of what we do delivers 80% of the value and the ultimate outcome is recovery efficiency well under 10%.

Richard Chuchla - Director of the Energy and Earth Resources graduate program at UT Austin; retired executive from ExxonMobil, URTEC **July 2019**

PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS - ¿Por qué usar trazadores en Fracturación Hidráulica?

¿Qué Pretendemos de los Trazadores?

1. Contribuir al logro de diseños de fracturas que mejoren la productividad de los pozos y de las etapas: Analizar las variables de longitud de los tramos horizontales, la densidad de etapas, el distanciamiento óptimo entre pozos vecinos (o en PAD), ver la producción de las etapas más lejanas, entre otras.
2. Garantizar el destino final de las aguas residuales de manera que no signifique un impacto ambiental, particularmente en cuanto a la conservación de acuíferos potencialmente aptos para consumo humano (directo o indirecto).

Los ensayos con trazadores son una herramienta confiable, en continua evolución y de creciente aceptación, para estos fines. Permitiendo tomar decisiones para lograr mejoras en diseño, implementación, desarrollo, y productividad en No Convencionales.

PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS - ¿Cómo inyectar trazadores en Fracturación Hidráulica?

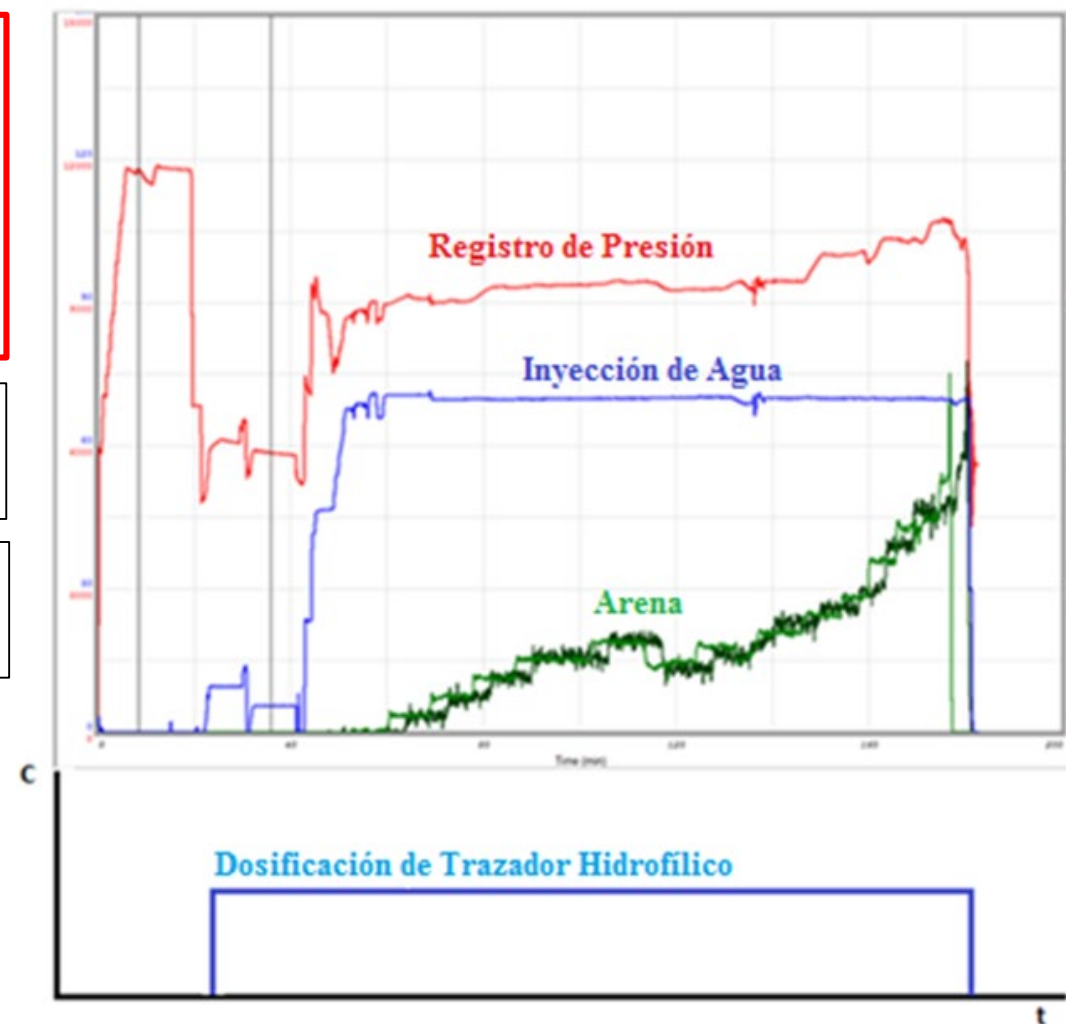
Todos los comentarios provienen del análisis realizado junto a personal de las empresas Operadoras, sustentados en información propia de la compañía. Por razones de confidencialidad se han eliminado todas las referencias de cada caso.

OBJETIVO: Reconocer los rasgos principales de los registros y anomalías en el comportamiento de las etapas de fractura.

PROPUESTA: Analizar uno a uno los registros de trazadores para cada etapa de fractura.

Se debe dosificar en **concentración uniforme** con la totalidad del fluido durante los procesos de creación, desarrollo, y apuntalamiento de cada fractura.

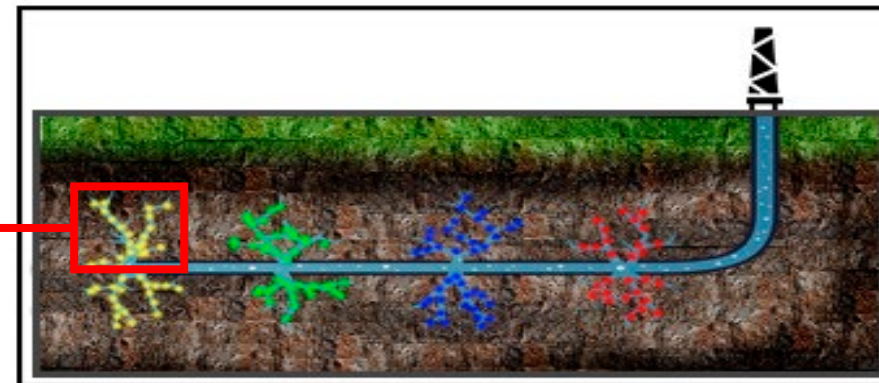
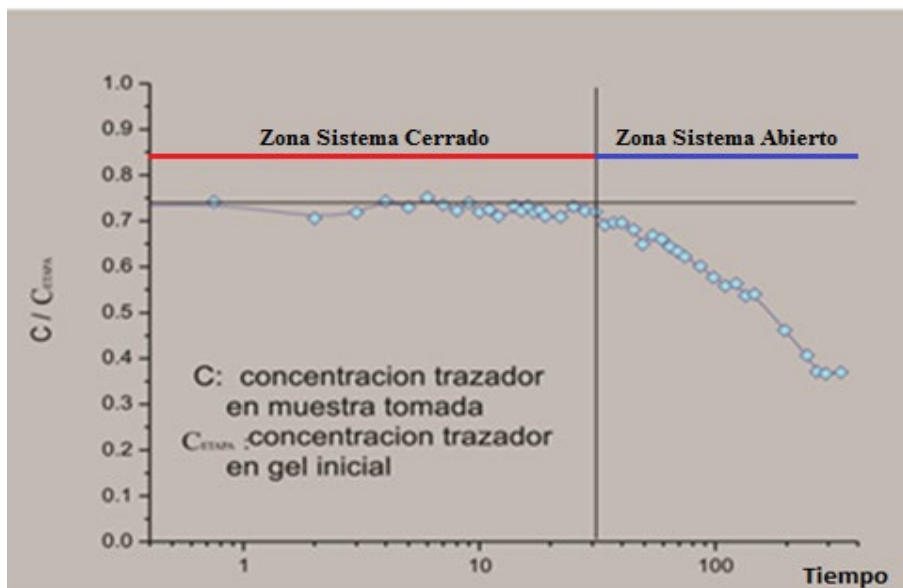
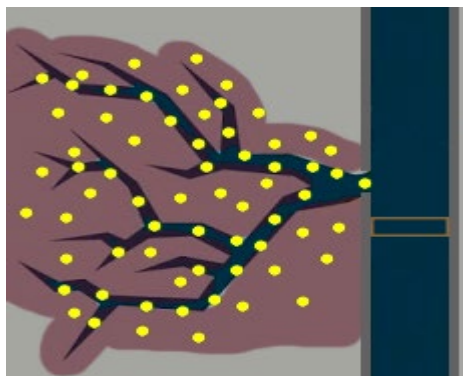
Esto permite reconocer el origen del agua producida durante el periodo de flowback.



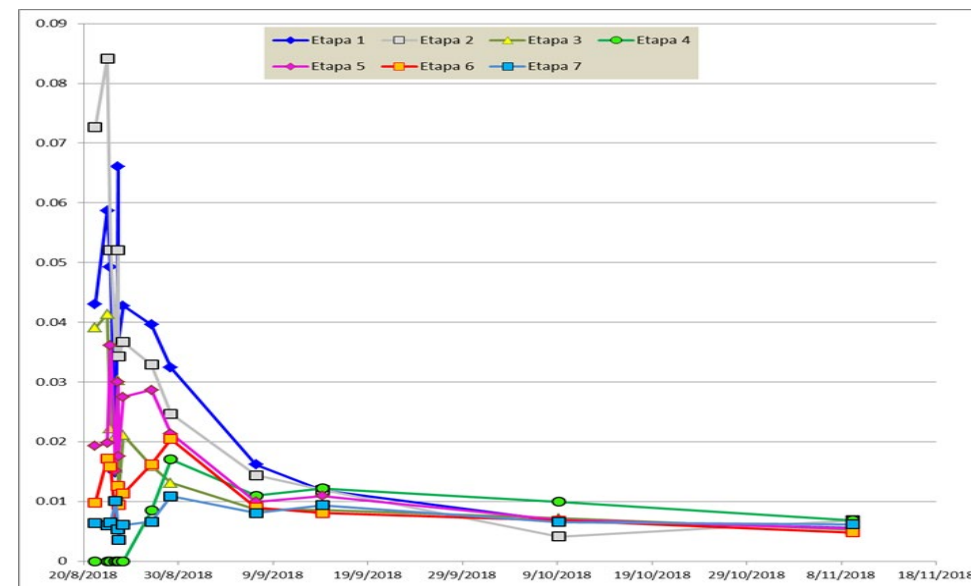


PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS - ¿Cómo inyectar trazadores en Fracturación Hidráulica?

UNA SOLA FRACTURA



MULTIPLE FRACTURAS



PARTE 1: TRAZADORES HIDROFÍLICOS - Resultados: Concentraciones normalizadas

- Concentración de inyección “i”: $C_{oi} = \frac{m_i}{V_{wi}}$
 - m_i → Masa de trazador “i”
 - V_{wi} → Volumen de Agua inyectado en la etapa “i”
- Concentración Normalizada “i”: $C_{id} = \frac{C_i}{C_{oi}}$
 - C_i → Concentración Medida en Lab.
- Porcentaje de Aporte al Flowback del trazador “i”: $\%AF_i = \frac{C_{id}}{\sum_{i=1}^N C_{id}}$
- Recuperación acumulada del trazador “i”: $f_i = \int_0^t \frac{Q_p C_i}{m_i} dt$
 - Q_p → Caudal de Producción de agua

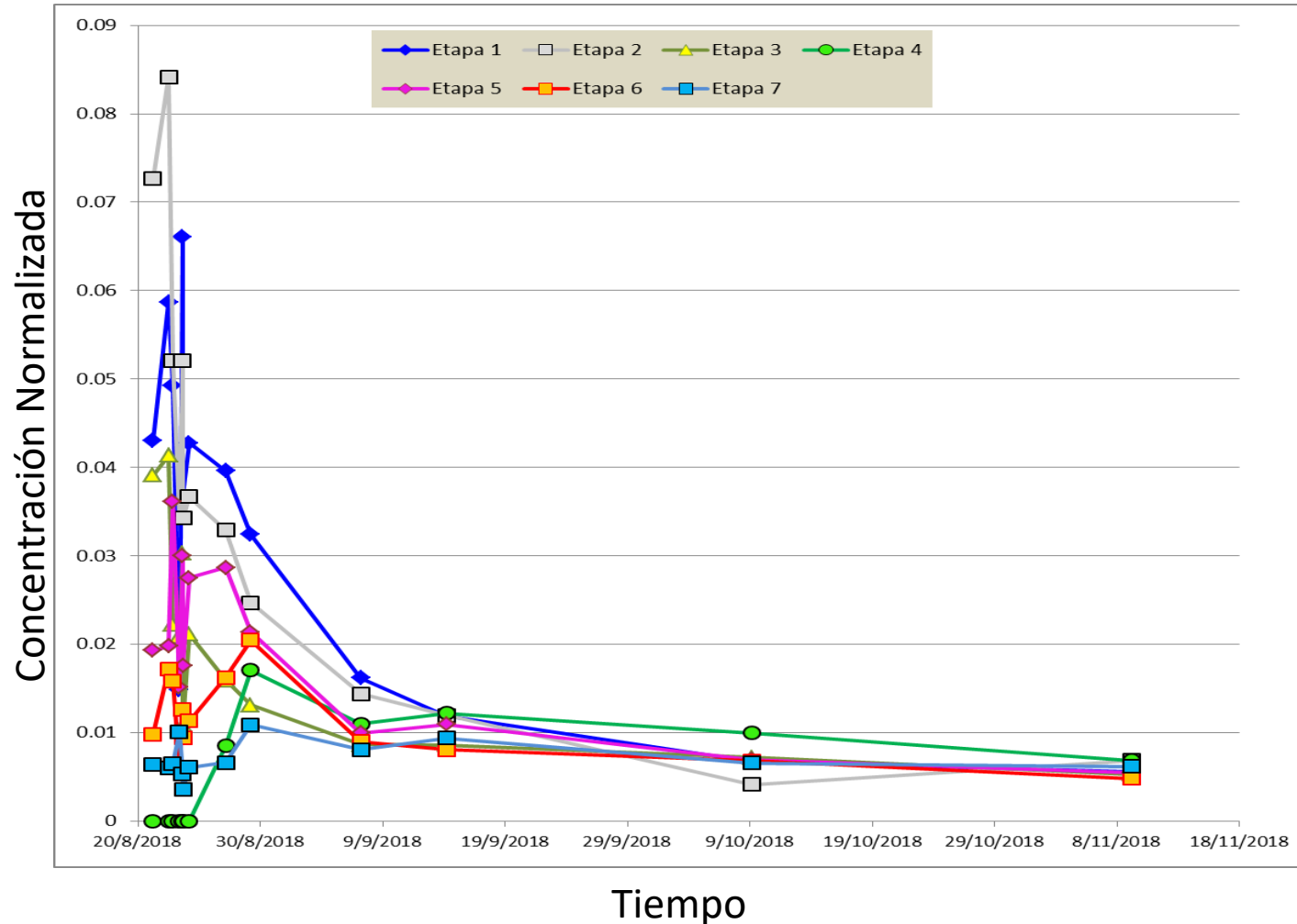
Flowback de trazador Continuo y progresivo → Fractura limpia y con capacidad de producción de Hidrocarburos

Flowback de trazador lento o nulo → Producción limitada (“Daño de formación”)

Flowback de trazador extremadamente rápido → Síntoma de escaso desarrollo en profundidad / mal apuntalamiento.



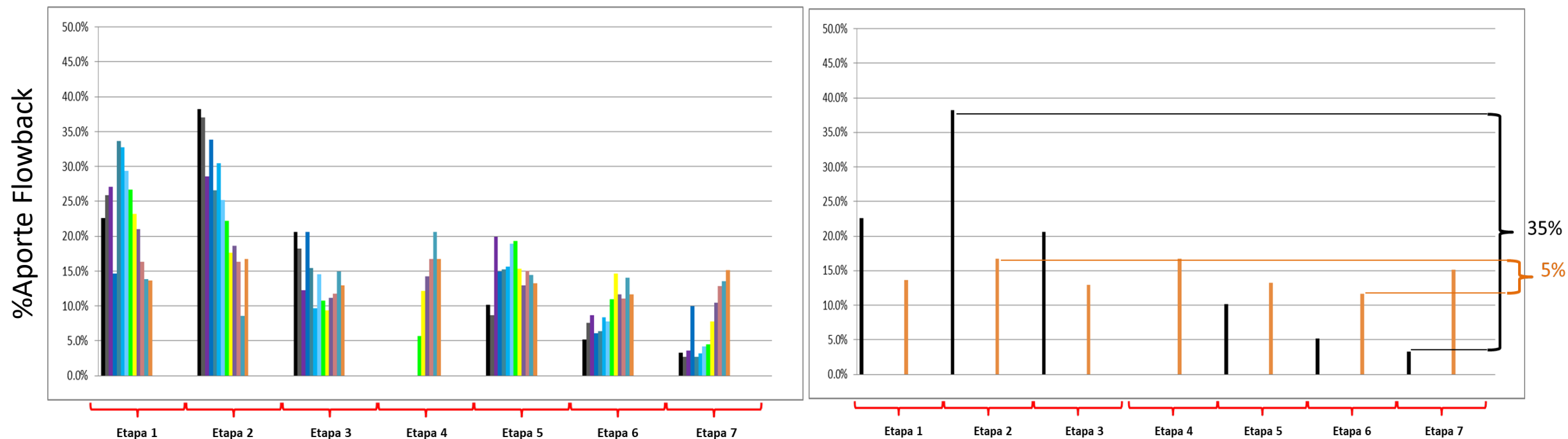
PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Desbalances en los aportes al flowback de cada etapa



- ❖ Pozo vertical de 7 etapas de fracturas.
- ❖ Un trazador por etapa.
- ❖ Gran desbalance inicial, con etapas dominantes y otras sin aporte.
- ❖ Luego de una semana, hay un mejor balance.
- ❖ A los 30 días respecto de la apertura el balance es muy bueno.



PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Desbalances en los aportes al flowback de cada etapa

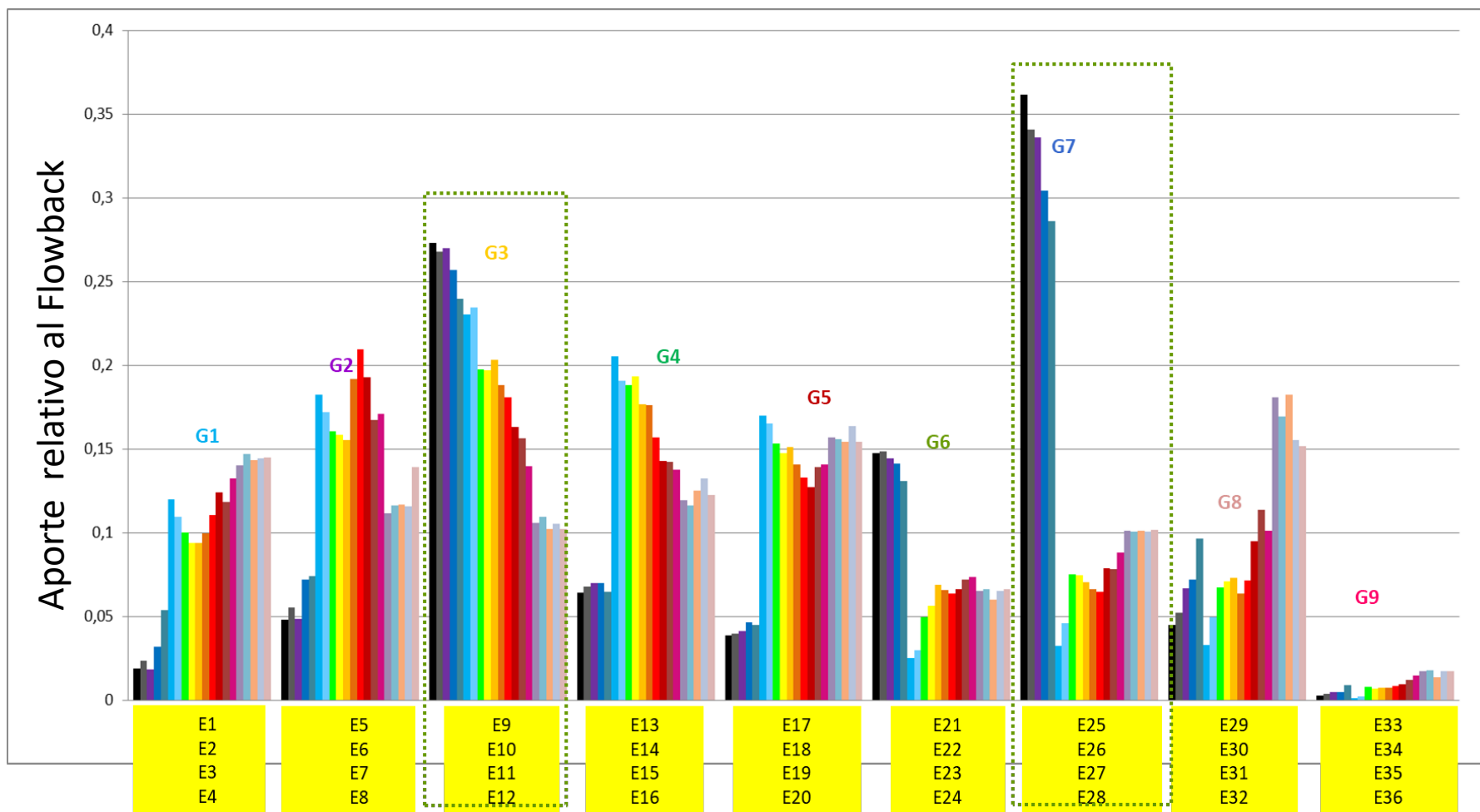


Grandes desbalances pueden estar motivados por las diferencias entre las presiones que cada etapa registra luego de fracturarse y empaquetarse.

En un sistema ideal, todas las fracturas deberían aportar de forma balanceada, demostrando que todas tienen similar capacidad de producir. Desbalances muy marcados señalan que lo que ocurre es lo contrario.



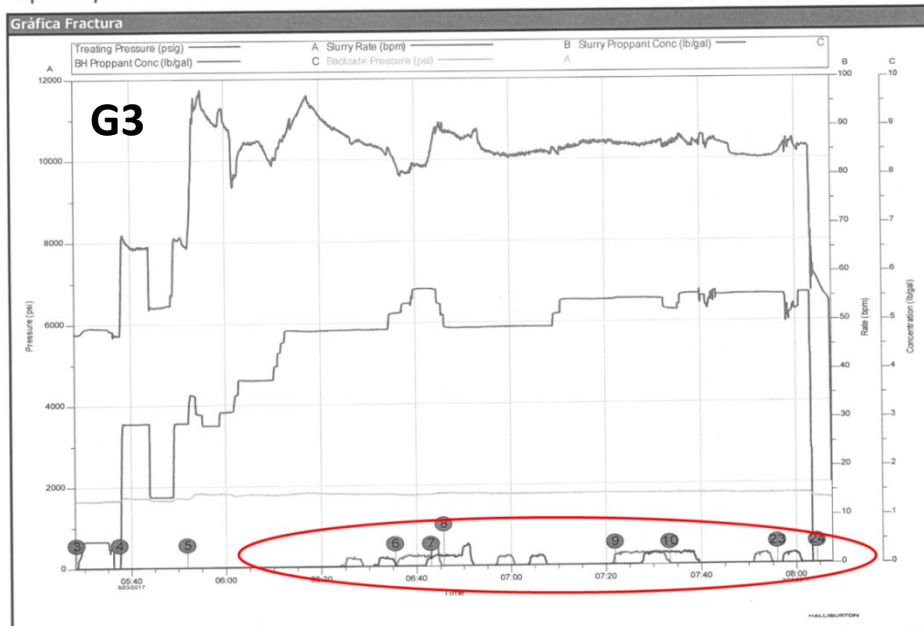
PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Deficiencias de apuntalamamiento de fracturas



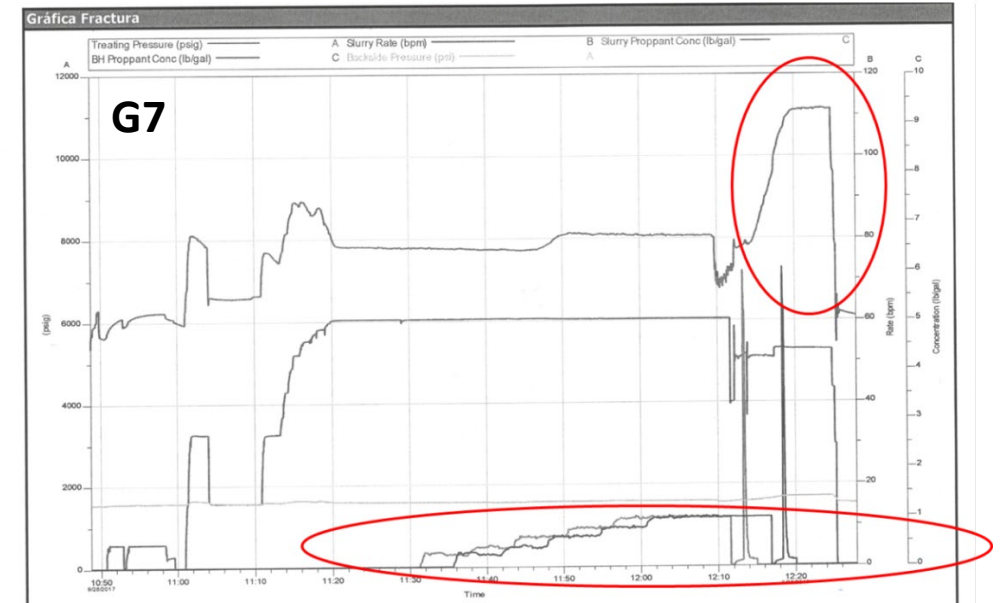
- ❖ Pozo horizontal de 36 etapas.
- ❖ 9 Trazadores inyectados.
- ❖ Paquetes iguales de 4 etapas.
- ❖ Inicio: G3 y G7 aportan el 65% del flowback.



PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Deficiencias de apuntalamiento de fracturas



Etapa del grupo G3, se bombearon **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.



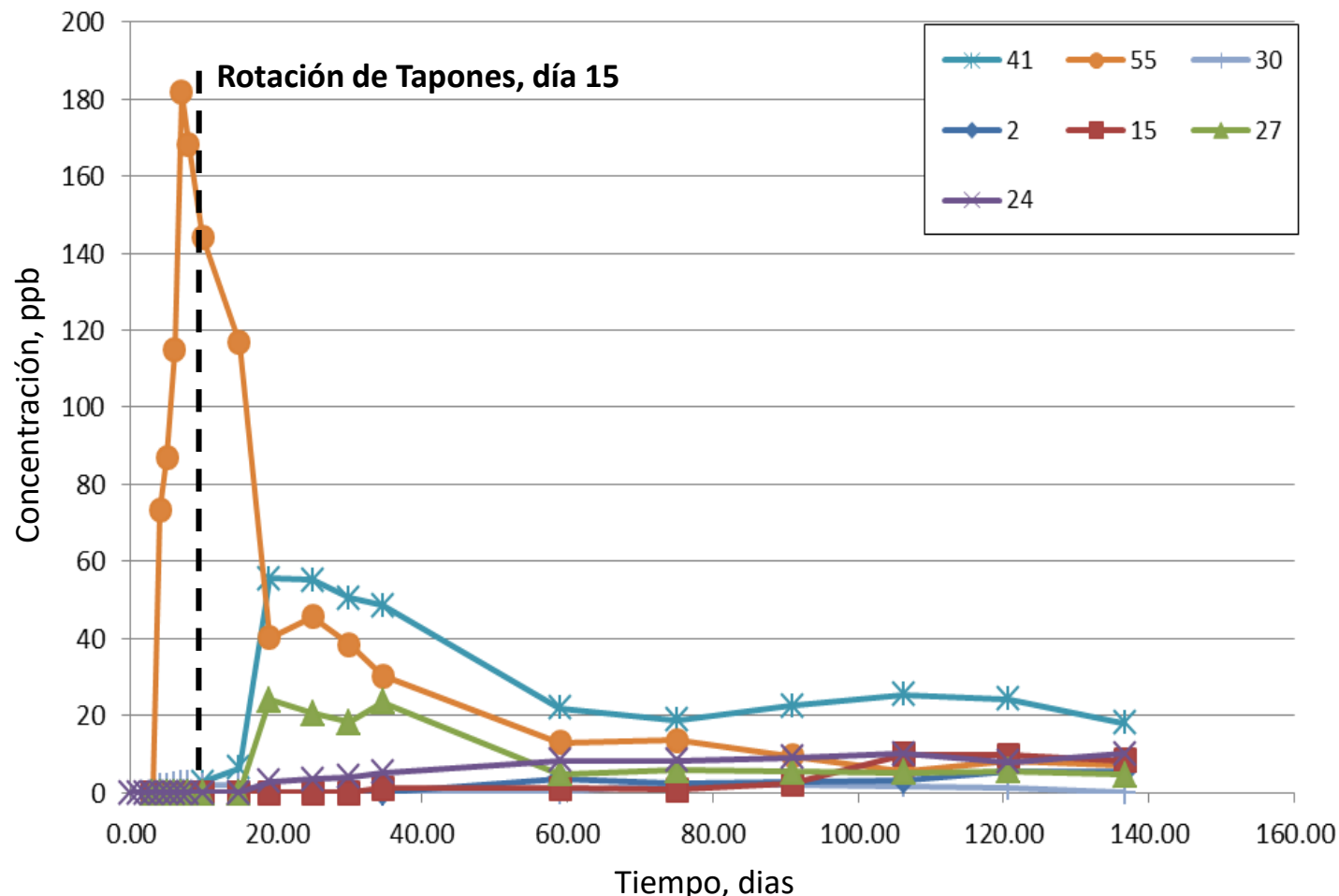
Etapa del grupo G7, ingresaron **698 bolsas de 4500** previstas. Se decidió interrumpir el bombeo debido a problemas con el instrumental del blender.

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.

PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Control de la disolución de tapones solubles entre etapas

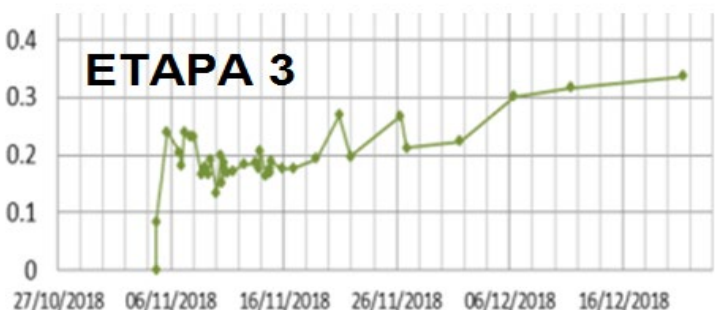
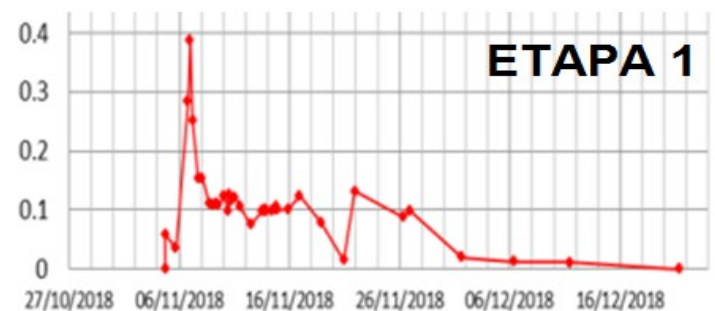
- ❖ Pozo Horizontal de 55 Etapas.
- ❖ Solo algunas etapas fueron trazadas.
- ❖ Las etapas se aislaron por tapones solubles.
- ❖ Solo la etapa más cercana devolvió trazador por 15 días.
- ❖ Día 15 se decide rotar tapones.

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 la “rotación de tapones”**. Y además, en el caso que resulte imperioso “rotar tapones”, resulta mucho mas fácil y rápido hacerlo con tapones solubles, que siempre presentarán algún grado de degradación.

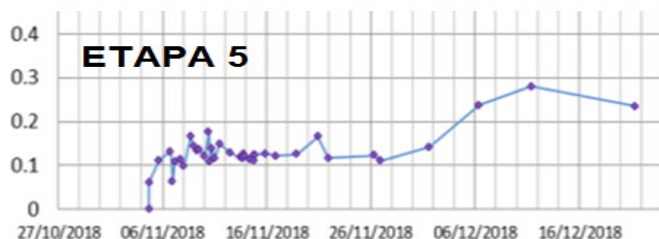


PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Arenamientos masivos

% Aporte al Flowback



Tiempo, días



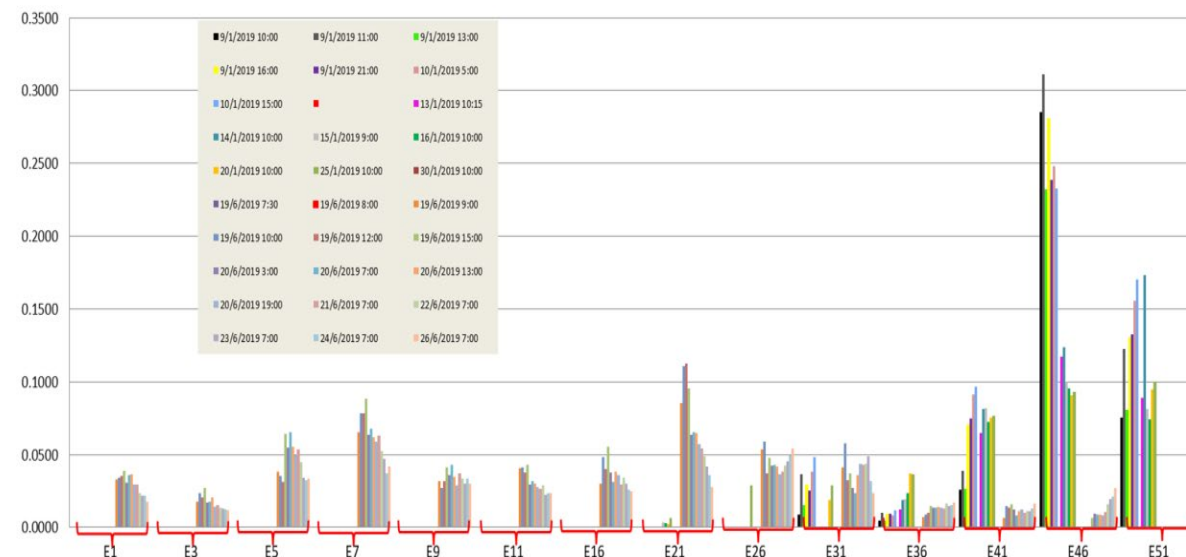
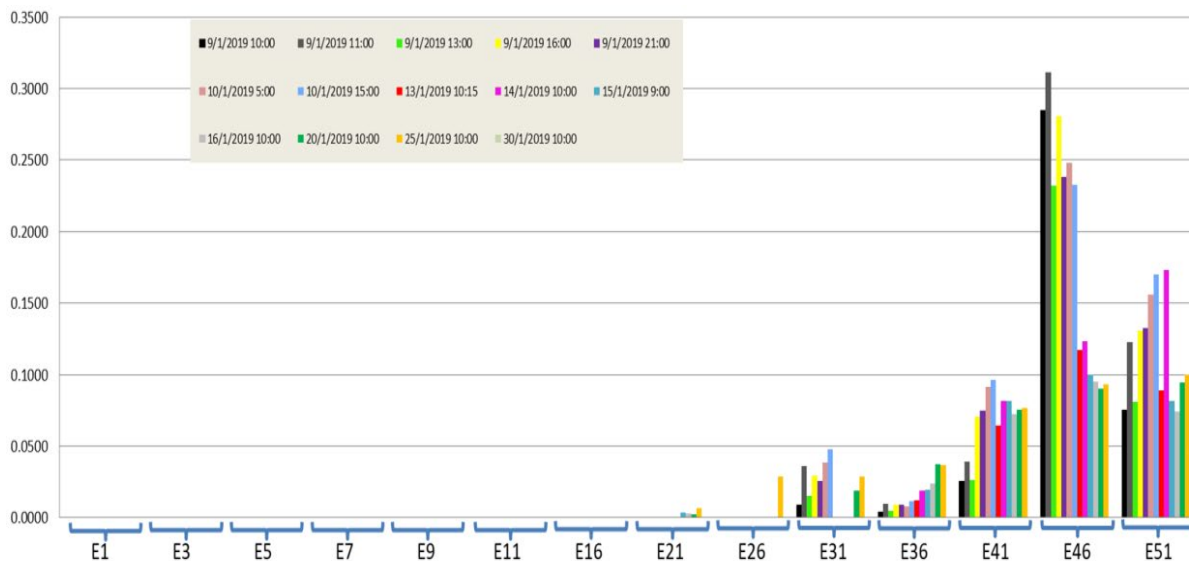
Tiempo, días

- ❖ Pozo Vertical de 7 Etapas.
- ❖ Todas las etapas fueron trazadas.
- ❖ A los 20 días de control, la producción de la Etapa 1 comienza a caer. Algunos días después comienza a hacerlo la Etapa 2.
- ❖ Al caer el %AF de las últimas etapas, relativamente el de las primeras sube.
- ❖ La etapa #7 fue realizada sobre el techo de la formación , siendo una zona de transición hacia un nivel convencional depletado, por ello se explica su pobre respuesta.

La compañía operadora solicitó la limpieza del pozo, y los caudales de producción aumentaron.

PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Arenamientos masivos

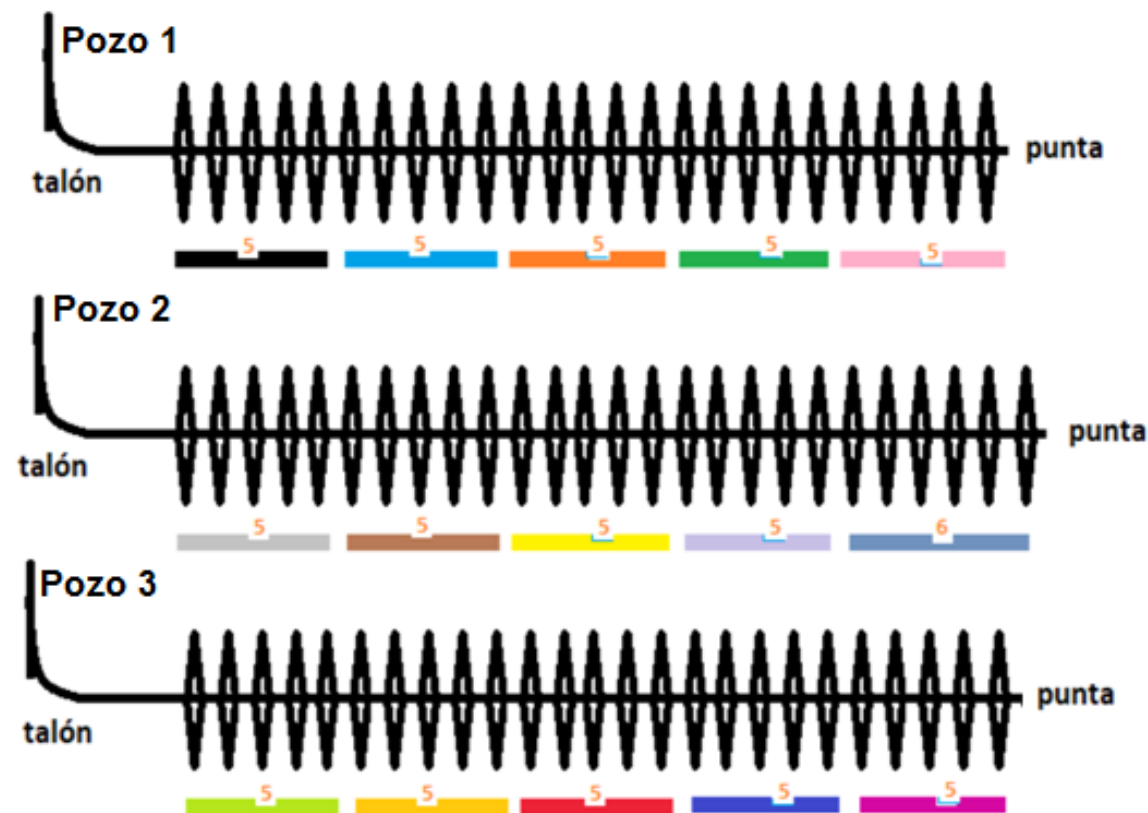
- ❖ Pozo horizontal de 51 etapas.
- ❖ Al inicio, solo aportaban las etapas más cercanas al talón.
- ❖ Día 20, intervención para su limpieza. Los efectos de la limpieza se aprecian claramente.



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 quedan “bajo arena”. Finalmente la operadora decidió realizar una limpieza, tras la cual se reiniciaron los aportes de las etapas bajo arena.

PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Interferencias entre etapas de distintos pozos

- ❖ Disposición de 3 pozos en PAD
- ❖ Zipper Fracturing
- ❖ 5 Paquetes de 5 etapas por pozo.
- ❖ Trazadores diferentes en todas los paquetes.
- ❖ Se han identificado “avenidas de trazadores” que inclusive han conectado ambos pozos laterales.
- ❖ 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”^(*).



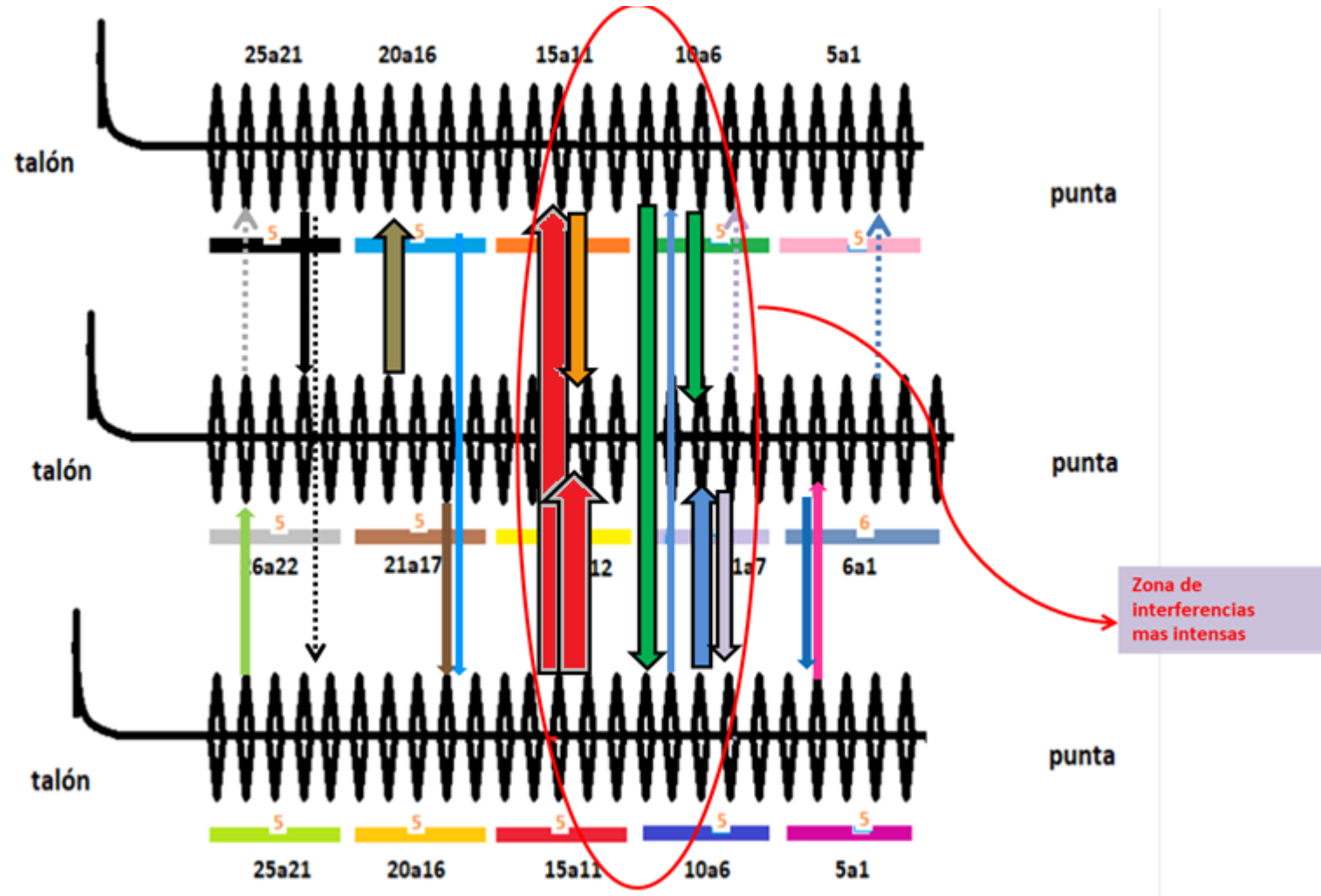
^(*) H. Patel, BP; S. Cadwallader, J. Wampler. “Zipper Fracturing: Taking Theory to Reality in the Eagle Ford Shale”. SPE Copyright 2016, Unconventional Resources Technology Conference (URTeC) in San Antonio, Texas, USA, 1-3 August 2016 - DOI 10.15530/urtec-2016-2445923

PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Interferencias entre etapas de distintos pozos

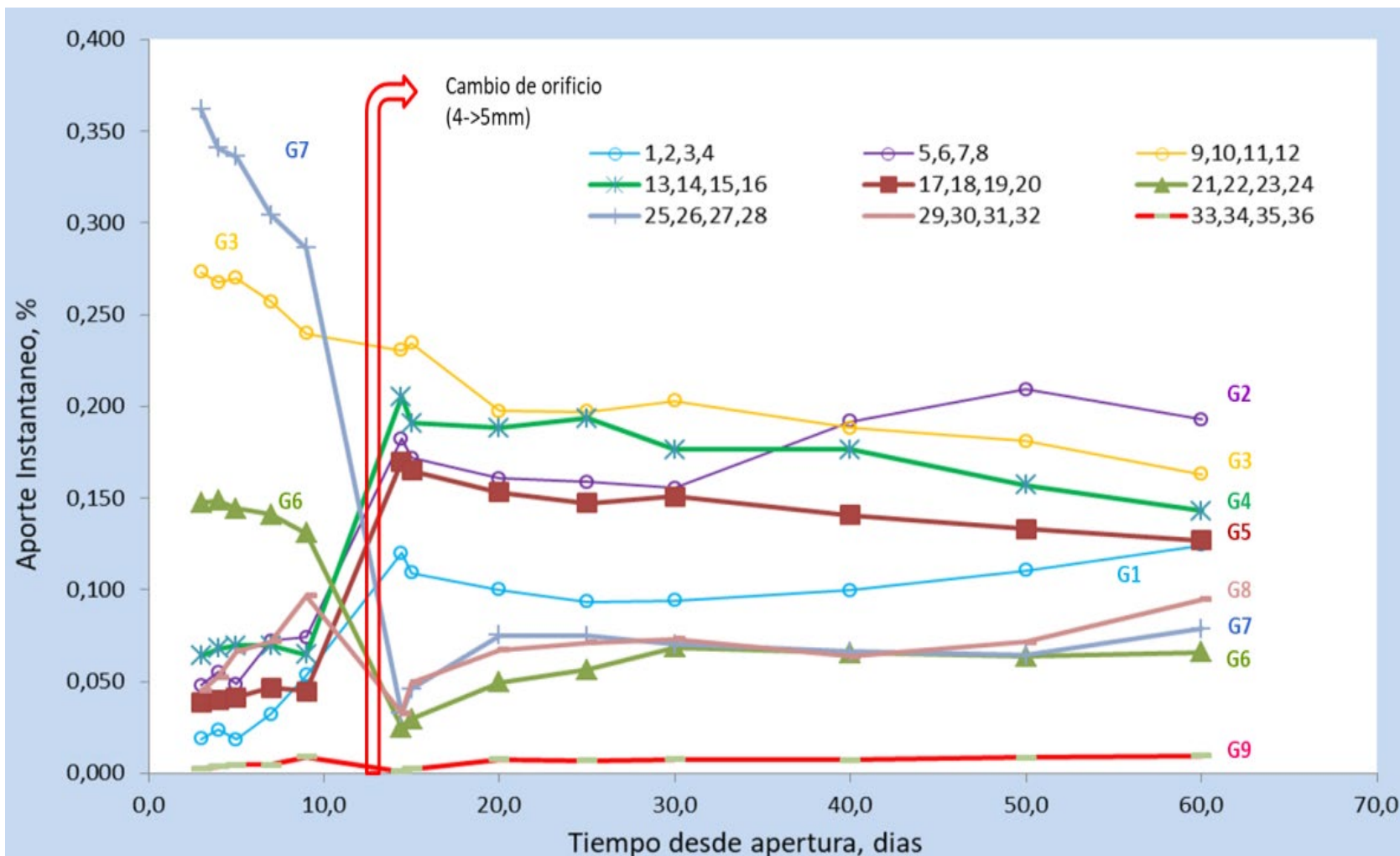
El crecimiento excesivo de algunas fracturas puede llegar a conectar con pozos vecinos. Este fenómeno de interferencia se favorece por la preexistencia de fracturas naturales que pueden reactivarse durante la estimulación.

De manera que diferentes pozos producirán desde un volumen estimulado en común, lo cual constituye un **factor de ineficiencia**.

El **espaciamiento óptimo** además puede prevenir la aparición o reducir la intensidad de “frac hits” y sus secuelas de impacto sobre las instalaciones.



PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Modificaciones en la distribución del flowback por Cambios de Orificios en superficie



- ❖ Pozo Horizontal de 36 Etapas
- ❖ 9 Paquetes
- ❖ Día 12 se cambia orificio de 4mm a 5mm

La producción a través de orificios permite mantener un flowback controlado.

Los cambios de orificio suelen alterar sensiblemente las condiciones dinámicas de producción, ya que establecen un nuevo balance entre los aportes de las diferentes etapas de fractura.

Es posible diagnosticar acerca de este nuevo balance por que también se alteran los registros de los trazadores, facilitando así el reconocimiento de los «cambios internos» que conlleva la producción con un nuevo orificio.

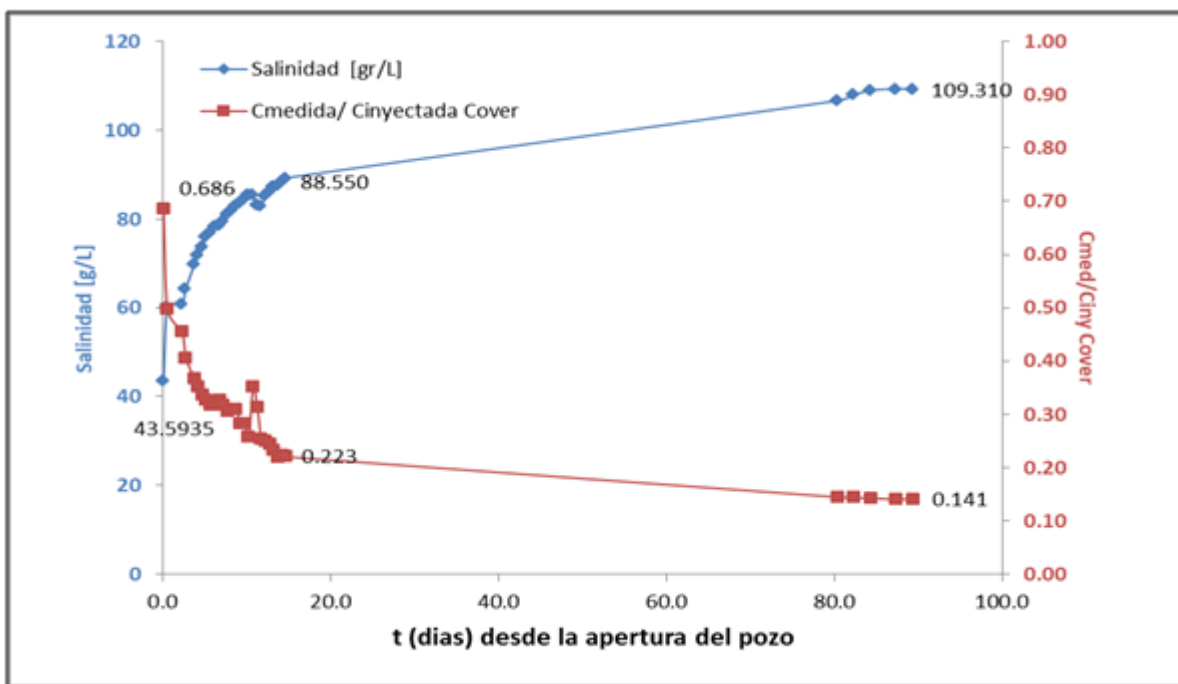
PARTE 1: CASOS REALES CUENCA NEUQUINA - Contacto con agua de formación

Durante el inicio, desarrollo y finalización de una etapa, el fluido de fractura contactará agua de formación, la cual puede estar presente en saturaciones muy variables.

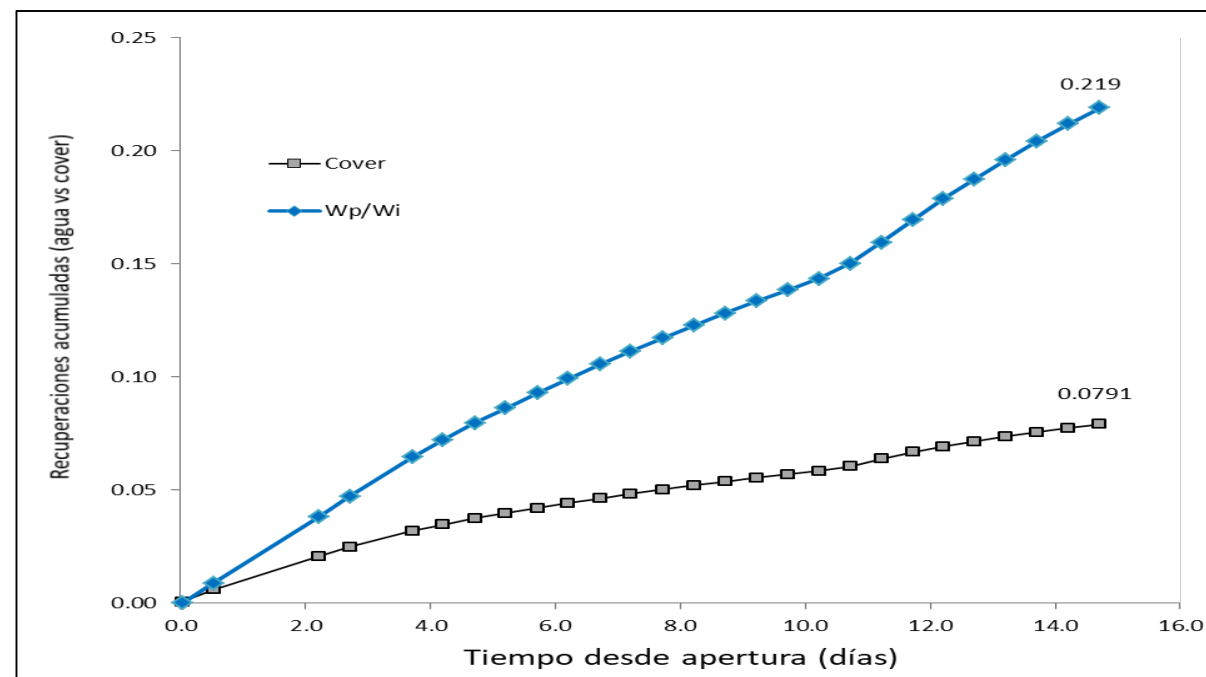
El trazador adicionado para evaluar tal efecto es el “cover”, **se inyecta de manera uniforme en el agua empleada en todas las etapas**. La concentración normalizada del “cover” dará una indicación directa del factor de dilución.

$$C_{0cover} = \frac{m_{cover}}{V_{wtotal}}$$

$$C_{dcover} = \frac{C_{cover}}{C_{0cover}} = F_d$$



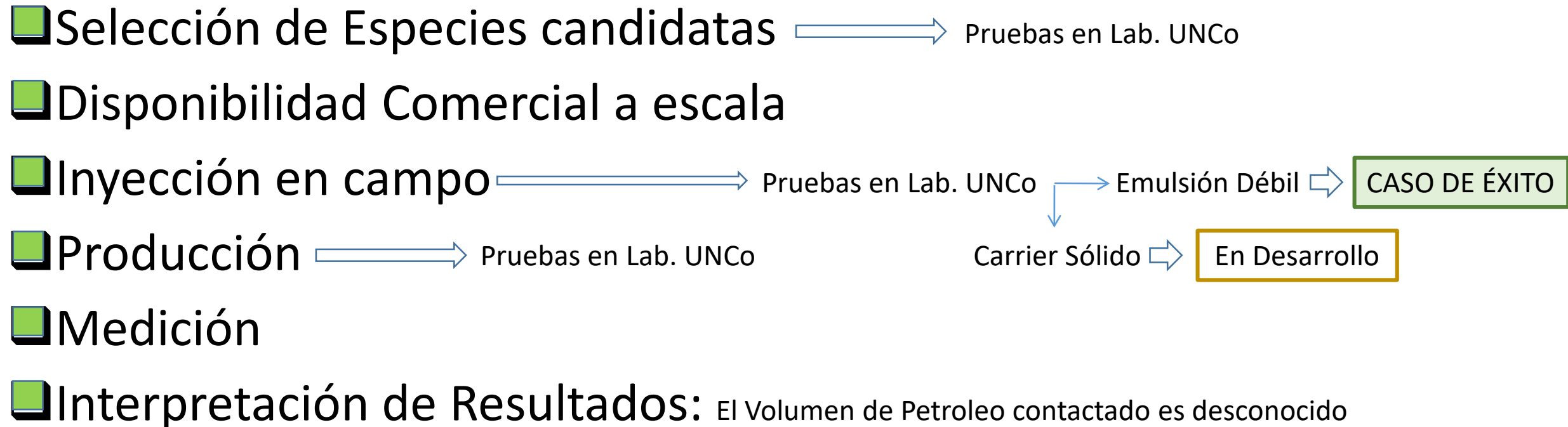
Trazador Cover + Salinidad



Trazador Cover vs Acumulada de Agua (relativa al agua utilizada)

PARTE 2: TRAZADORES OLEOFILICOS

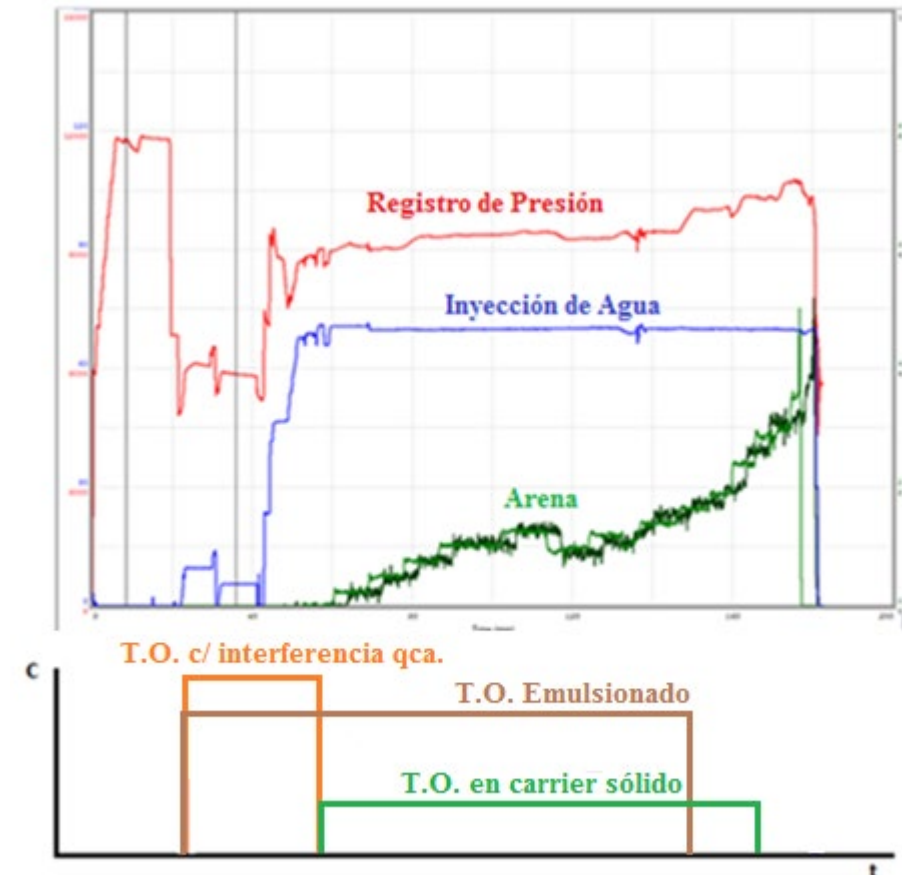
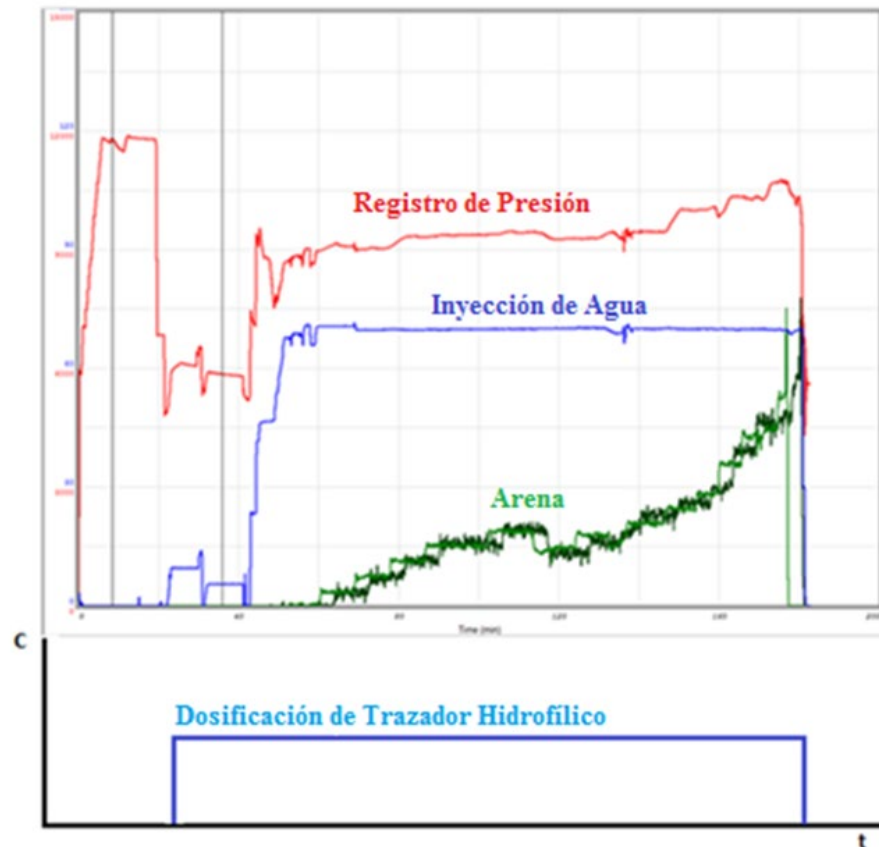
Objetivo: Trazar la fase petróleo de cada etapa de fractura. De esta forma se logra discriminar que etapas aportan a la producción temprana, y cuales no. Pero, **¿Es posible saber que porcentaje de aporte tiene cada etapa en la producción total?**





PARTE 2: TRAZADORES OLEOFILICOS

COMPARACIÓN DE INYECCIÓN ENTRE TRAZADOR HIDROFÍLICO Y OLEOFÍLICO



CONCLUSIONES

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.

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**.

Trabajar en conjunto, y con información abierta, genera mejores resultados

----- EXTRA -----

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.

1. Partículas para el transporte de trazadores oleofílicos en pozos hidráulicamente fracturados.
2. Nanopartículas con DNA como trazadores para agua (colaboración con CITAAC).
3. Trazadores fluorescentes de compuestos Lantánidos.
4. Nuevos Trazadores Particionables para estimar la Sor en ensayos IWTT .



7° CONGRESO IAPG
**Producción
y Desarrollo**
de Reservas

5 – 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina

iapg INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

MUCHAS GRACIAS



GRUPO DE MEDIOS POROSOS (GMP).
Universidad Nacional del Comahue.
Buenos Aires 1400 – Neuquén – Argentina.

