

Ensayos Multitrazador para Evaluar Eficiencias de Barrido en Recuperación Mejorada con Inyección Selectiva

Delia Diaz*
Nicolas Saez*
Carlos Somaruga**

** YPF, Unidad Económica Mendoza, U. Negocios Argentina Oeste.*

*** Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina.*

La recuperación secundaria de petróleo ha evolucionado crecientemente en nuestro país, desde principios de los años ochenta hasta el presente. No obstante su éxito inicial, el sostenimiento de niveles atractivos de producción exige cada vez más la implementación de tecnologías más sofisticadas y costosas. En el caso del yacimiento Loma Alta Sur se ha planteado una estrategia de mayor selectividad en la inyección, incorporando mandriles adicionales y seguidos de un tratamiento de “conformance”, mediante el uso de Geles de Dispersión Coloidal.

Naturalmente la implementación exitosa de estas tecnologías, exige un conocimiento más detallado acerca del estado inicial de la inyección de agua en cuanto a su distribución vertical y areal. Con este fin se desarrollaron campañas intensivas de perfiles de tránsito de fluido, durante la fase previa al diseño y en etapas posteriores a la implementación de las mencionadas tecnologías correctivas.

Los estudios con trazadores químicos, fueron novedosos ya que se debieron utilizar varios productos para diferenciar el comportamiento de las distintas unidades de flujo involucradas.

En síntesis, este trabajo, procura mostrar las ventajas que ofrecen los ensayos multitrazador en la explotación de reservorios con inyección selectiva, focalizado especialmente, en las estrategias de interpretación de los mismos. Esta tarea, necesariamente, debe articularse con el análisis de la evolución de la producción.

Introducción

Luego de numerosas implementaciones exitosas de recuperación secundaria en los principales yacimientos petrolíferos del país, se observan actualmente niveles muy importantes de canalizaciones que requieren de la necesidad de tratamientos correctivos.

Las principales compañías que operan en Argentina se han inclinado por la aplicación de polímeros y sus variantes (Geles obturantes, microgeles, BW, etc.), tecnologías que en general requieren de importantes inversiones. En consecuencia, para garantizar su economía, deben aplicarse en reservorios donde haya evidencia de saturaciones de petróleo aceptables. En este sentido los trazadores aparecen como una de las herramientas de diagnóstico más eficaces, debido a su capacidad para evaluar volúmenes barridos y permeabilidades de las zonas ladronas por donde recircula agua de inyección. Los trazadores apropiados para este fin son aquellos productos con la capacidad de viajar desde el inyector en el que se inoculan, hasta los productores conectados hidráulicamente, sin sufrir retención ni degradación de ningún tipo, es decir comportándose lo más cercanamente posible al agua en la que se transportan.

Cuando los inyectores poseen instalaciones selectivas, resulta necesario y muy conveniente inocular un trazador distinto en cada uno de los mandriles de la instalación. Para ello deben mantenerse cerrados el resto de los mandriles de manera de asegurar su ingreso y desplazamiento solamente en la capa o capas de interés. Este tipo de ensayo puede definirse como “multitrazador”.

Obviamente, se amplía enormemente el potencial de diagnóstico debido a que la información obtenida corresponde de manera específica a cada uno de los horizontes controlados por cada mandril (Fig.1). Para ello, debe contar con una variedad importante de trazadores, cuanto mayor sea esta variedad, mayor será el nivel de selectividad. Al respecto, el Grupo de Medios Porosos de la UNComahue ha realizado en el país ensayos con hasta 12 trazadores químicos diferentes.

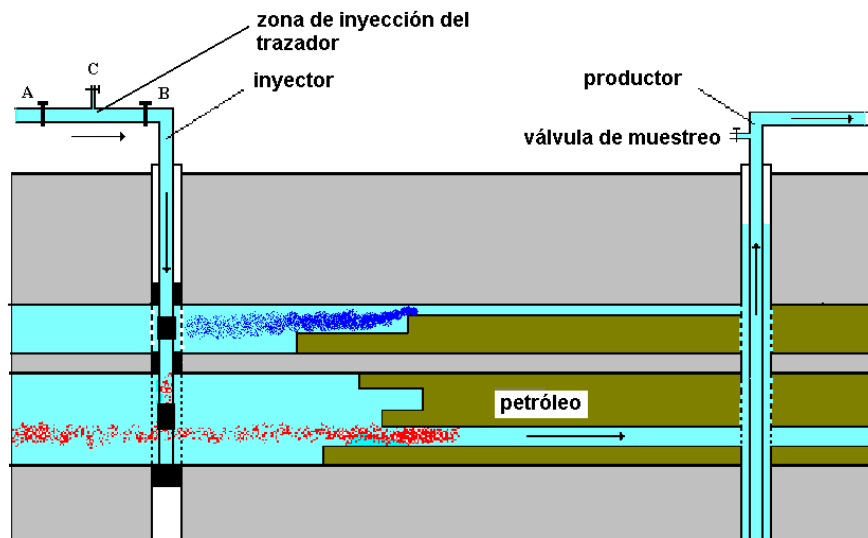


Figura 1: Esquema de un ensayo multitrazador.

Existen dos instancias en las cuales se recomienda el uso de trazadores:

- o Previo al diseño de los tratamientos correctivos, con la finalidad de localizar problemas de desbalance y/o canalización de la inyección que, si bien anticipan la existencia de deficiencias de barrido, también muestran deficiencias productivas. Durante esta etapa de diseño resulta especialmente valiosa la capacidad de los trazadores para la evaluación de volúmenes barridos y permeabilidades de las zonas ladronas por donde recircula el agua de inyección.
- o También es conveniente el uso de trazadores químicos, después del tratamiento correctivo para verificar su éxito y el eventual redireccionamiento de la inyección de agua

Análisis básico de registros de trazadores

La irrupción de los trazadores en los pozos productores se verifica cuando se miden concentraciones suficientemente mayores que el fondo o background (Fig.2). Para algunos trazadores este fondo es nulo.

El tiempo en el que se produce esta primera detección se denomina tiempo de ruptura o breakthrough time (t_{bt}). A partir de ese momento comienza un incremento de las concentraciones hasta un valor máximo (pico) seguido de una consecuente declinación (cola). Se denomina tiempo medio (mean time) a aquel que divide el área bajo el registro en dos partes iguales, de acuerdo a:

$$t_{mean} = \frac{\int_0^{\infty} t \cdot C(t) \cdot dt}{\int_0^{\infty} C(t) \cdot dt} \quad (1)$$

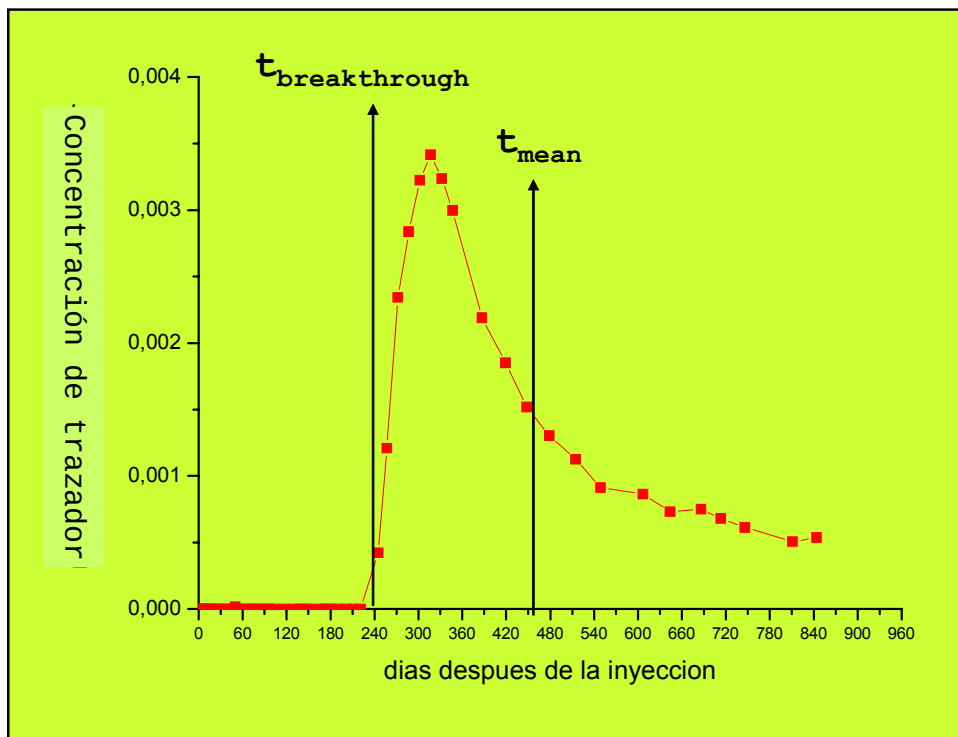


Figura 2. Registro típico de trazador.

A los efectos de expresar los registros de trazadores en una forma genérica, que permita comparar registros de distintas categorías de trazadores, es usual definir una serie de parámetros de recuperación:

- Se denomina “fracción de trazador recuperada por metro cúbico de agua producida” a la masa de trazador que se extrae por metro cúbico de agua producida en un pozo productor, respecto a la masa de trazador inyectado en el inyector de la malla.
- Se calcula haciendo:

$$f_{rec-m3} = \frac{C_{trazador}}{m_{inyectada}} \quad (2)$$

En la cual “C trazador” es la concentración de trazador (medida) y “m inyectada”, la masa de trazador que se ha inyectado en el inyector de la malla.

- Se denomina “fracción recuperada diaria de trazador” a la masa de trazador que se extrae por día en un pozo productor, respecto a la masa de trazador inyectado en el inyector de la malla. Se calcula haciendo:

$$f_{rec-dia} = \frac{q_p C_{trazador}}{m_{inyectada}} \quad (3)$$

En la cual “qp” es el caudal de agua del pozo productor.

- Finalmente, se denomina “fracción de trazador recuperado acumulado” a la masa de trazador recuperado en el pozo, respecto al total inyectado en el inyector de la malla. Se calcula haciendo:

$$f_{rec-acu} = \int_0^t \frac{q_p C_{trazador}}{m_{inyectada}} dt \quad (4)$$

El conocimiento de este parámetro de recuperación en cada pozo, una vez completado su registro de trazador, nos permite determinar la distribución del caudal de inyección en cada pozo de la malla de inyección.

Evaluación de la permeabilidad efectiva al agua en los canales Aproximación considerando flujo radial divergente - convergente

Una buena estimación de la permeabilidad de los canales puede realizarse asumiendo que el flujo es radial divergente al salir del inyector y radial convergente al aproximarse al productor(1). La hipótesis es razonable mientras el flujo no se desarrolle dentro de fracturas (caso de flujo lineal). La velocidad del agua será entonces:

$$v = \frac{dr}{dt} = \frac{v_{darcy}}{\phi_{ef}} = \frac{q}{\theta r h \phi_{ef}} \quad (5)$$

Integrando la Ec.5 y considerando que en $t = 0$, $r = r_w$ se obtiene:

$$t = \frac{\theta h \phi_{ef}}{2q} (r^2 - r_w^2) \quad (6)$$

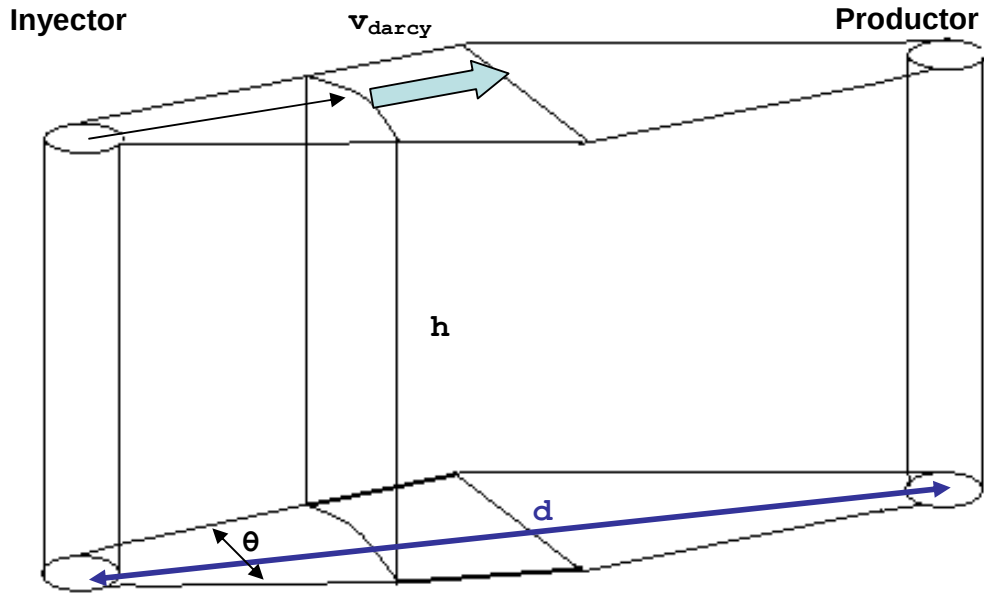


Figura 3. Geometría divergente-convergente del flujo de inyección de agua.

Cuando el trazador llegue a $r=d/2$, habrá transcurrido la mitad del tiempo de ruptura ($t_{bt}/2$), de manera que:

$$t_{bt} = \frac{\theta h \phi_{ef}}{2q} \left(\frac{d^2}{4} - r_w^2 \right) \quad (7)$$

A su vez la ley de Darcy en una geometría cilíndrica expresa:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} = -\theta r h \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (8)$$

Por integración y considerando que $p = p_{iny}$ en $r = r_w$:

$$q = \frac{\theta h k}{\mu} (p - p_{iny}) \ln \left(\frac{r_w}{r} \right) \quad (9)$$

Cuando $r = d/2$, $p_{iny} - p = 0.5 (p_{iny} - p_{prod}) = \Delta p/2$, de manera que:

$$q = \frac{\theta h k}{2\mu} \Delta p \ln \left(\frac{d}{2r_w} \right) \quad (10)$$

Reemplazando (10) en (5):

$$k = \frac{2\mu\phi_{ef}}{t_{bt}\Delta p} \left(\frac{d^2}{4} - r_w \right) \ln \left(\frac{d}{2r_w} \right) \quad (11)$$

Y, depreciando r_w frente a d ,

$$k_w = \frac{\mu\phi_{ef}d^2}{2t_{bt}\Delta p} \ln \left(\frac{d}{2r_w} \right) \quad (12)$$

en la cual

$$\Delta p = p_{inyección(puente)} + \delta g H - p_{producción(entrada bomba)}$$

y

$$\phi_{ef} = \phi (1 - S_{or} - S_{wi})$$

En la Ec.12, se deberán incluir los siguientes datos:

1. Viscosidad del agua en condiciones de reservorio (en cP).
2. Porosidad.
3. Saturación residual de petróleo.
4. Saturación irreductible de agua.
5. Distancia entre inyector y productor (en cm.).
6. Radio del pozo (en cm.).
7. Diferencia de presión entre punzados inyector y productor (en atm).
8. Tiempo de ruptura del trazador (en seg.)

Evaluación del volumen de los canales

Aproximación considerando el método de “momentos”

Se considera que el volumen barrido asociado al canal (Fig.4), se obtiene de la ecuación⁽²⁾:

$$V_{barrido}(t) = q t \quad (13)$$

Donde “t” debería ser el tiempo de arribo del trazador al pozo productor.

Siendo que las velocidades (y así los tiempos de arribo “ti”) son en general no uniformes, se debe considerar al canal subdividido en tubos paralelos (Fig.4), donde cada uno de ellos tendrá un volumen:

$$V_i = q_i t_i$$

Así, resultará un volumen total:

$$V = \sum q_i t_i$$

O, mediante el cálculo integral, si cada tubo conduce un caudal “dq”, con tiempos de arribo “t”, podremos convertir la sumatoria anterior en integral:

$$V = \int t \, dq \quad (14)$$

Aplicando el Teorema del Valor Medio del cálculo integral, obtenemos finalmente:

$$V = t_{mean} q \quad (15)$$

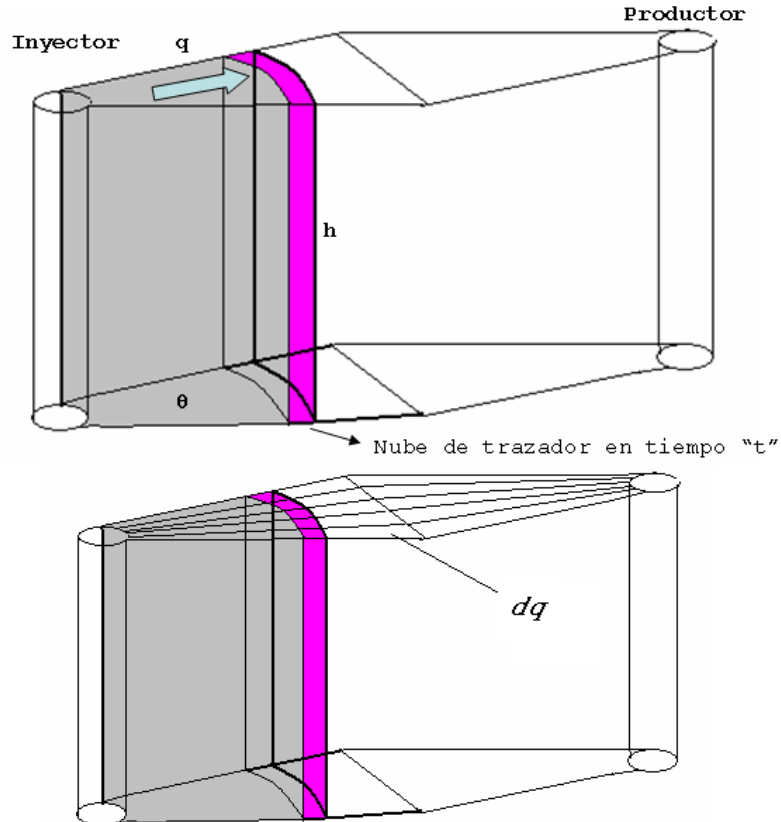


Figura 4. Volumen barrido por el agua “trazada”.

También puede calcularse el caudal conducido por el canal, si se conoce la masa de trazador recuperada en el pozo productor (que se supone ha viajado por el canal):

$$q = \frac{m_{recuperada}}{m_{inyectada}} \cdot q_{inyector} \quad (16)$$

Finalmente el volumen del canal resulta:

$$V = \frac{m_{recuperada}}{m_{inyectada}} \cdot q_{inyector} t_{mean} \quad (17)$$

Zona del estudio

La malla sometida a estudios con trazadores se encuentra ubicada en el flanco noreste del yacimiento. Los productores supuestamente influenciados por el inyector, son los denominados LAS-18, LAS-22, LAS-26, LAS-49, LAS-50 (todos de la primera línea) y LAS-7, LAS-53, LAS66, LAS-68 y LAS-69 (de la segunda línea).

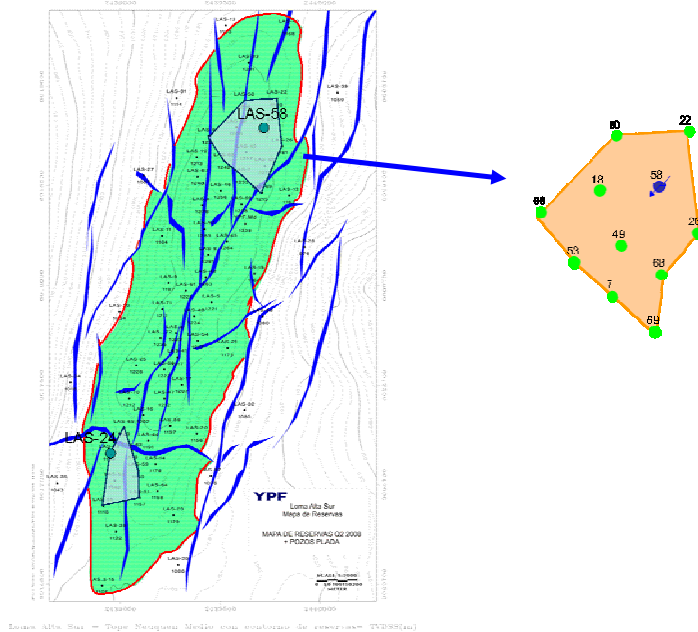


Figura 5. Zona de estudio.

El pozo inyector cuenta con instalación selectiva. Posee tres mandriles que dosifican la inyección de agua en los niveles que denominaremos superior, intermedio e inferior. Se inyectó el trazador Agua Tritiada (previo a la inyección de geles) con los tres mandriles abiertos. La inyección se realizó el 11 de marzo del 2003.

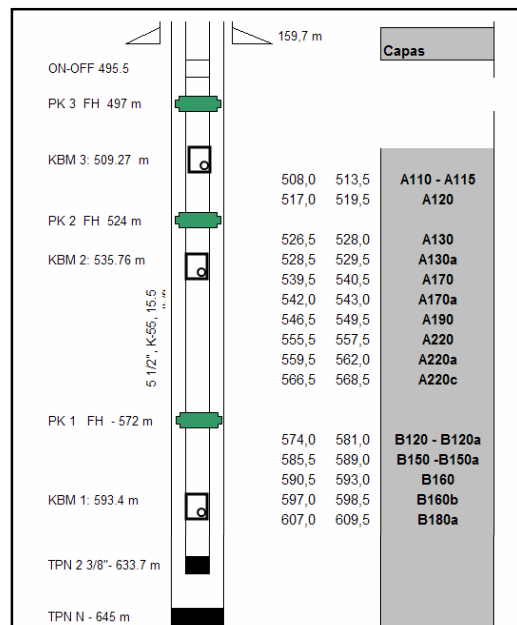


Figura 6. Instalación inicial del inyector LAS-58

Resultados de trazadores: ensayo pre-tratamiento correctivo

En la Fig.7 se indican los registros de recuperación diaria de trazador, obtenidos a partir de marzo del 2003. El caudal de inyección promedio en aquel momento unos 190 m³/d (periodo 15-Mar-03 al 15-Mar-04). La mayor acumulada de recuperación, correspondió al pozo LAS-49 con un 4% de lo inyectado (Fig.8). Los pozos LAS-18 y LAS-26 no llegaron al 1.5%.

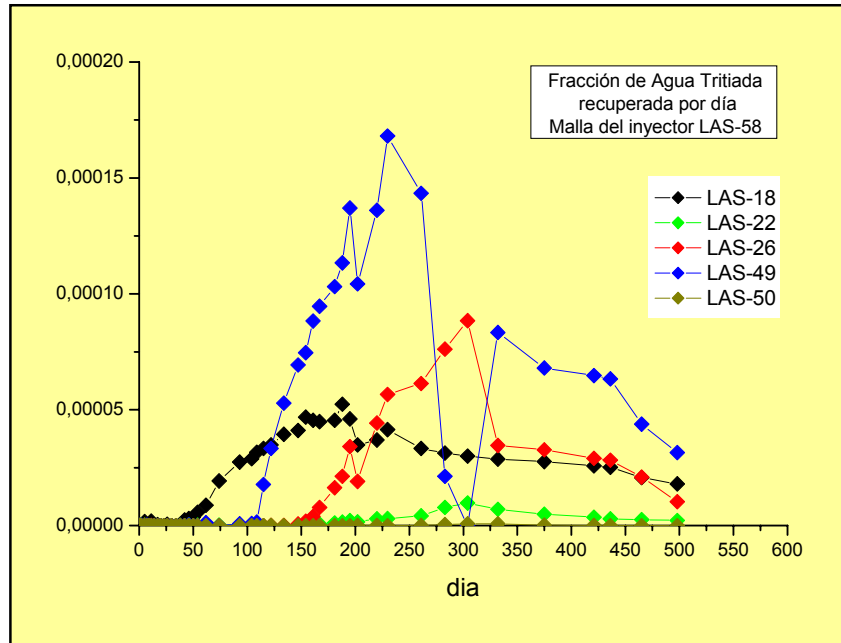


Figura 7. Registros de recuperación diaria de trazador.

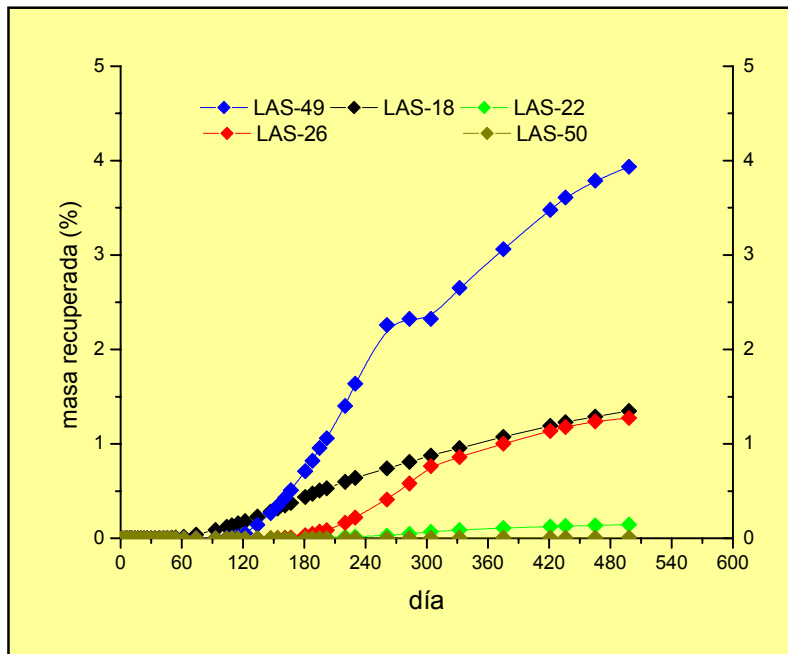


Figura 8. Registros de recuperación acumulada de trazador.

La distribución areal de la inyección mostró un flujo principal hacia el pozo LAS-49 y flujos laterales (menos importantes) hacia los pozos LAS-18 y LAS-26 (Fig.9).

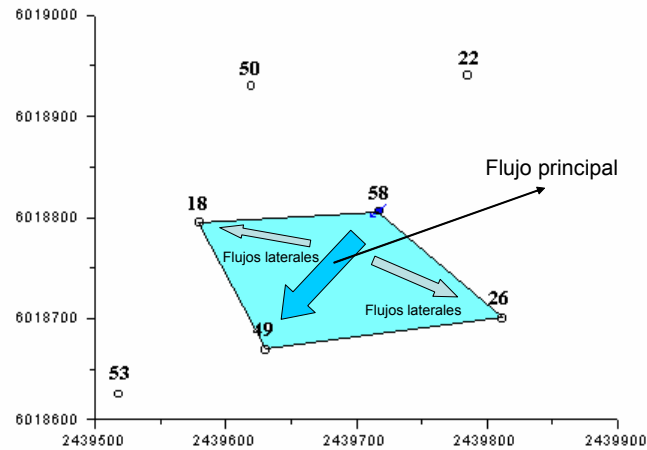


Figura 9. Esquema del flujo de inyección.

Permeabilidad y volumen acuatizado de los canales

Para la evaluación de la permeabilidad, se consideraron los siguientes datos generales:

$\mu = 0.65$ cP
 $\phi = 0.27$
 $S_{or} = 0.278$
 $S_{wi} = 0.27$
 $dw = 0.2$ m

y los datos particulares que figuran en las columnas 2, 3 y 4 de la Tabla 1. Las permeabilidades resultantes se indican en la columna 5:

Tabla 1

Productor	Distancia al inyector LAS-58 (m)	Presión dinámica del productor o sumergencia (m)	Tiempo de ruptura del trazador (días)	Permeabilidad efectiva al agua* (mD)
LAS-18	139	80	50	179
LAS-49	164	150	112	128
LAS-26	140	150	147	67
LAS-22	149			
LAS-50	160			
Presión de inyección en boca LAS-58: 15 atm				
* Por computarse a partir del tiempo de ruptura, representan permeabilidades máximas.				

Tomando en cuenta las recuperaciones y los tiempos medio de tránsito del trazador se calcularon los volúmenes contactados por el trazador (zonas acuatizadas con flujos más rápidos y recirculación de agua de inyección, como podemos ver en la Tabla 2

Tabla 2

Productor	Recuperación acumulada de trazador (%) extrapolada	Caudal de agua derivada hacia el productor (m3/d)	Tiempo medio de transito del trazador (días)	Volumen de la zona que recircula agua (m3)
LAS-49	5	9.5	330	3135
LAS-18	1.5	2.9	255	740
LAS-26	1.5	2.9	310	890
LAS-22	0.2	0.4	360	144
MALLA	8.2			4909

Análisis de resultados

La distribución de la inyección en las distintas capas del reservorio simultáneo en el tiempo con el primer ensayo de tránsito de fluido (medido en junio del 2003), estaba bastante concentrada en el mandril inferior en el cual ingresaban 112,3 m3/d (58.2% de lo inyectado) en escasos 2.5 metros de punzado.

De manera que es muy probable que el trazador inyectado ingresara mayoritariamente en la capa **B160** (la inyección de agua en los niveles superior e intermedio era de menor significación, en ese momento).

LAS-58

Comienzo de la Inyección: 05.12.2002					
Fecha : 10.06.2003 Compañía : COMPUTALOG Tipo : Trazador Radioactivo					
Q _{caudalimetro} : 203 m ³ /d P _{boca} : 15 kg/cm ²					
	PUNZADO	ESPESOR	SECUENCIA	ADMISIÓN m ³ /d	ADMISIÓN %
A110-A115	508.0 / 513.5	5.5	VII	32.0	16.6%
A120	517.0 / 519.5	2.5	VII	24.2	12.6%
A130-A130a	526.5 / 529.5	3.0	VII	17.0	8.8%
A170	539.5 / 540.5	1.0	VII		0.0%
A170a	542.0 / 543.0	1.0	VII		0.0%
A220	555.5 / 557.5	2.0	VII	6.3	3.2%
A220a	559.5 / 562.0	2.5	VII		0.0%
A220c	566.5 / 568.5	2.0	VII		0.0%
B120 - B120a	574.0 / 581.0	7.0	VI		0.0%
B150 - B150a	585.5 / 589.0	3.5	VI		0.0%
B160	590.5 / 593.0	2.5	VI	112.3	58.2%
B160b	597.0 / 598.5	1.5	VI	1.0	0.5%
B180a	607.0 / 609.5	2.5	VI		0.0%
		66.5		192.8	100.0%

Total Secuencia VII: 19.5 m
Total Secuencia VI: 17.0 m

INSTALACIÓN	
PACKER	498 m
MANDRIL #2	548 m
PACKER	574 m
MANDRIL #1	604 m
PACKER	635 m
TP CIEGO	774.00 m

Figura 10. Tránsito de fluido realizado tres meses después de la inyección del trazador químico

Esto se puede sustentar con las correlaciones geológicas mostradas en los cortes esquemáticos entre el pozo inyector y el pozo productor LAS-49. (Fig.11) y entre el pzo inyector y el pozo productor LAS-18 (Fig. 12). También se puede ver una buena conectividad en el Panel Diagrama de la Malla del LAS-58 (Fig.13).

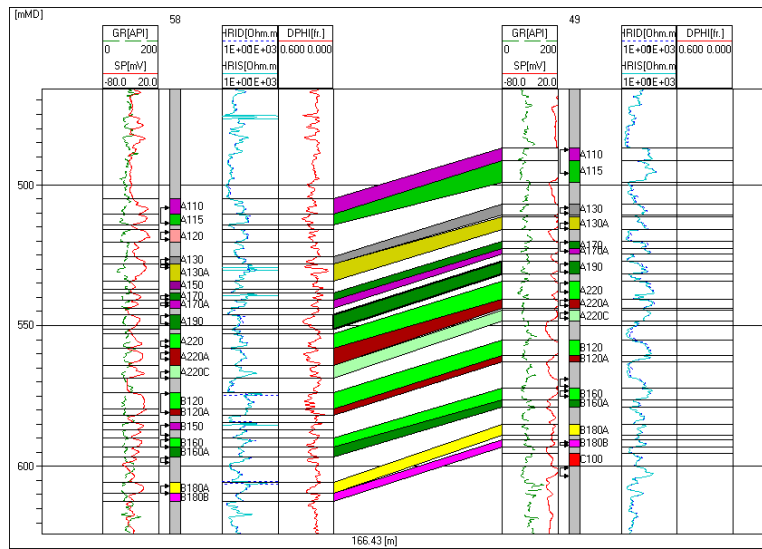


Figura 11. Corte estructural NE-SO entre LAS-58 – LAS-49

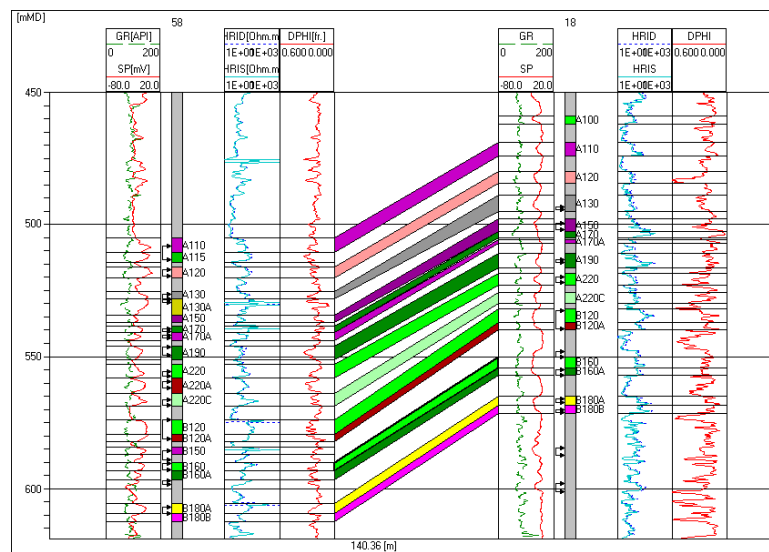


Figura 12. Corte estructural E-O entre LAS-58 – LAS-18

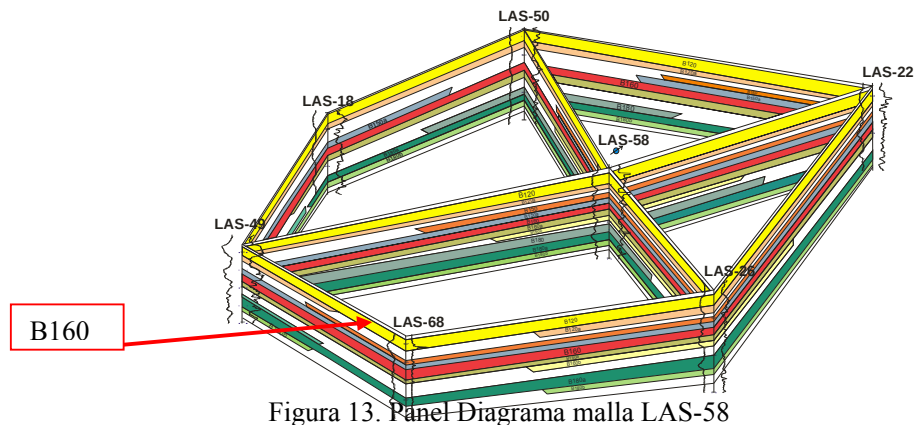


Figura 13. Panel Diagrama malla LAS-58

Las permeabilidades (máximas) efectivas al agua en esta zona serían del orden entre 67-179 mD. Estos valores son coherentes con los medidos sobre coronas en el pozo LAS-72 ubicado en el flanco sudoeste del yacimiento (ver Tabla 3).

Tabla 3: permeabilidades efectivas al agua en coronas del LAS-72⁽³⁾

Tabla 3

Capa	Profundidad capa (m)	Profundidad ensayo (m)	Permeabilidad Kw (Sor) mD
A100	433.8 / 440	435.52	320.4
		435.77	47.4
		436.89	4.5
		438.66	7.4
B120	502.5 / 507.8	505.4	76.9
		506.81	123
B150	515.8 / 518.5	517.17	22.4

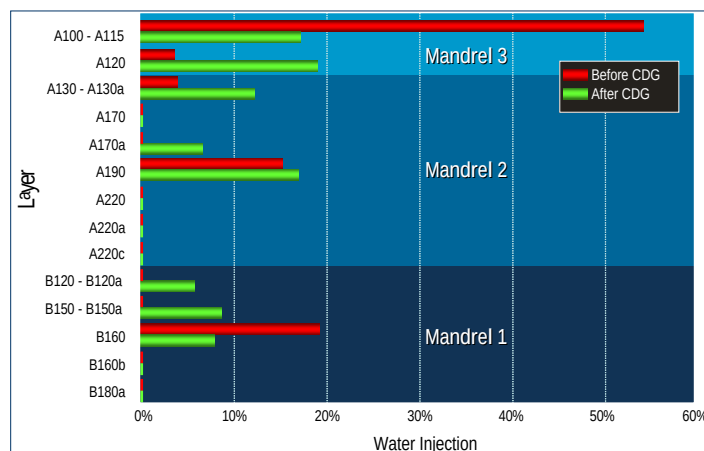
Teniendo en cuenta que la inoculación del trazador se realizó luego de escasos tres meses de iniciada la inyección de agua en el LAS-58, llama la atención su rápida irrupción especialmente en los pozos LAS-18 y LAS-49. Evidentemente la heterogeneidad del reservorio facilitaba la canalización de agua, inclusive en esta etapa temprana de la secundaria. Una recuperación de trazador y recirculación de agua del 8.2 %, extrapolado, constituyó una señal de alerta y anticipó que se comenzaran a evaluar alternativas correctivas.

Tratamiento correctivo empleando CDG

Tomando en cuenta los problemas de barrido que evidenciaba el trazador se inició una estrategia correctiva a partir del uso de geles de dispersion coloidal (en ingles: colloidal dispersion gels o simplemente CDG). Se inyectó una poliacrilamida parcialmente hidrolizada en tres etapas:

Realizado	MALLA LAS-58			
	Etapa 1 (15 días):15-Dic-04 / 01-Ene-05		Etapa 2: 14-Jul-05 / 02-Feb-06	Etapa 2:11-Abr-07 / 31-Oct-07
Conc. Polímero HVIS-350 y HVIS-360 (ppm)	600		300	300
Conc. Entrecruzador Tracetato de Cr. (ppm)	15		15	7.5
Relación Polímero/Entrelazador	40 - 1		20 - 1	40 - 1
Volumen Inyectado (m3)	1986		29612	30581
Caudal de Iny. (m3/d)	170		135	143

La aplicación de los CDG alteró sensiblemente los perfiles de tránsito de fluidos efectuados en el inyector LAS-58 revelándose que el agua inyectada se reorientaba hacia capas no barridas anteriormente, como puede verse en el siguiente chart del perfil de transito de fluido realizado después de la inyección de CDG.



Como consecuencia se revirtió la tendencia declinante de la producción (Fig.14).

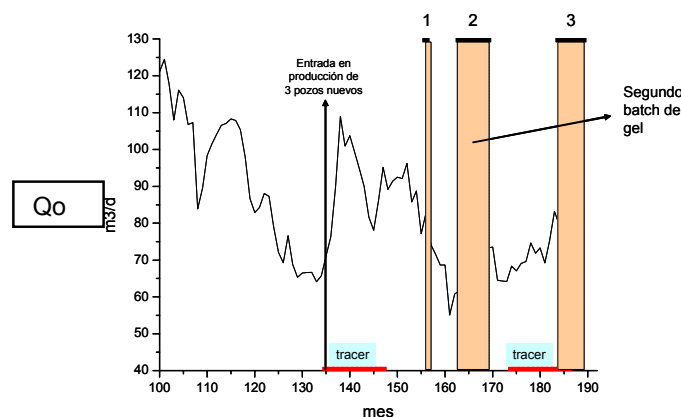


Figura 14. Efectos del tratamiento correctivo sobre la producción de petróleo.

Dada la persistencia de elevadas tasas de producción de agua, se decidió llevar a cabo nuevos ensayos con trazadores químicos, esta vez de manera selectiva (un trazador diferente en cada mandril).

En cada uno de los niveles del inyector LAS-58 (Fig.15) se inyectaron los trazadores: Acid Yellow 73 (nivel superior), Agua Tritiada (nivel intermedio) y Tiocianato de Amonio (nivel inferior). La inyección de Tiocianato y Acid Yellow, se realizó el día 14 de Junio del 2006 y el 15 de Junio del 2006 se inyectó Agua Tritiada.

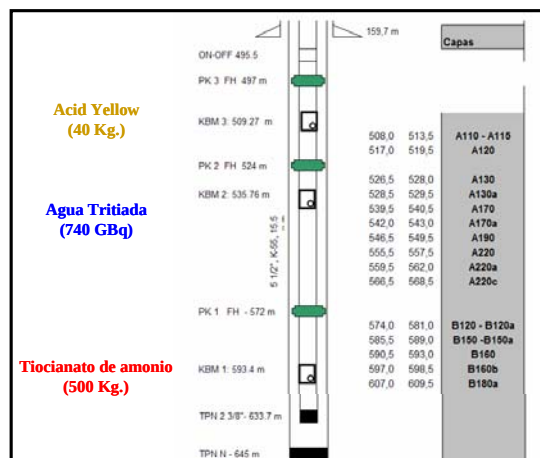


Figura 15. Inyección selectiva de trazadores químicos por mandril

Resultados de trazadores: ensayo post-tratamiento correctivo

Las mediciones de cada uno de los trazadores mostraron irrupción en los tres niveles, si bien con características diferentes. Los arribos más rápidos correspondieron al nivel superior (Fig.13).

El pozo LAS-18 mostró los primeros signos de trazador en el día 8 luego de haber sido inyectado. Le siguió el pozo LAS-49 con ruptura el 61. Luego del día 61 se produjeron las rupturas de los trazadores en los niveles intermedio e inferior, también en los pozos LAS-18 y

LAS-49. Algo tardías (mas allá del día 210) se han producido detecciones asociadas al nivel superior, en los pozos LAS-26 y LAS-53.

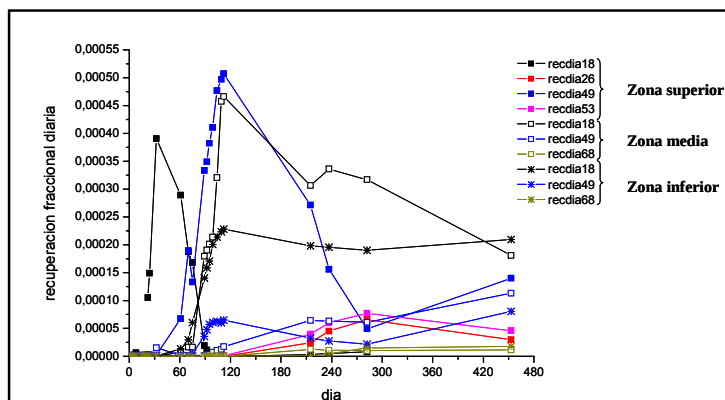


Figura 13. Recuperación diaria de trazadores (post-tratamiento correctivo).

En cuanto a las recuperaciones acumuladas de trazadores, las más rápidas se asociaron al nivel superior. Alcanzaron valores próximos al 8 % (en el LAS-49) y 2% (en el LAS-18), en este ultimo caso, estable. Se encontraban todavía creciendo las correspondientes al pozo LAS-18 (9.5% en el nivel intermedio y 7.7 % en el inferior) y las del pozo LAS-49 (3% en el nivel intermedio y 2.1% en el inferior). Inferiores al 2%, pero crecientes, eran las recuperaciones acumuladas de los pozos LAS-26 y LAS-53 desde el nivel superior. En niveles bastante inferiores se encontraban las recuperaciones del pozo LAS-68, tanto en el nivel intermedio como en el inferior.

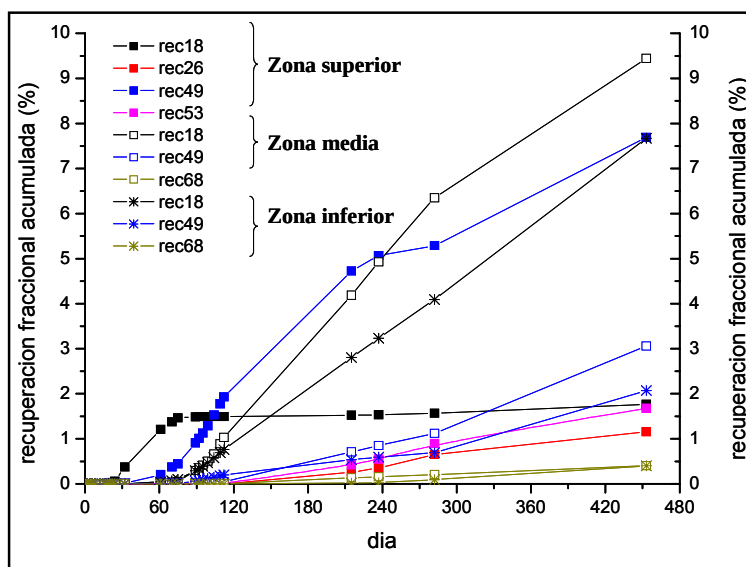


Figura 14. Recuperación acumulada de trazadores (post-tratamiento correctivo)

Durante el desarrollo del estudio con trazadores post-tratamiento, el caudal de inyección del inyector LAS-58 se mantuvo en un valor medio de 175 m³/d, estando distribuido en forma bastante balanceada (37,81 %, 37,82 % y 24,37 % en los niveles superior, intermedio e inferior respectivamente). De manera que los caudales inyectados en los respectivos niveles serian de 66.17 m³/d, 66.17 m³/d y 46.15 m³/d, como podemos ver en el esquema siguiente:

LAS-58											
Comienzo de la inyección: 5-Dic-2002											
DESPUES DE LA 2DA ETAPA DE INYECCIÓN DE MICROGELES											
Fecha : 19/08/2005 Compañía: GIELOG Tipo : Trazador Radioactivo											
Quedamiento : 169.0 m3/d P _{in} : 30.0 kg/cm ²											
CAPAS	PUNZADO	ESPESOR	SECUENCIA	ADMISION m3/d	ADMISION %	1	2	3	4	5	6
A 100-A 115	508.0 / 513.5	5.5	VII	29.18	18.10%						
A 120	517.0 / 519.5	2.5		31.79	19.71%						
A 130-A 130a	525.5 / 528.5	2.5	VII	20.87	12.95%						
A 170	539.5 / 540.5	1.0	VII	0.00	0.00%						
A 170a	542.0 / 543.0	1.0	VII	11.77	7.29%						
A 190	546.5 / 549.5	3.0	VII	28.34	17.58%						
A 220	555.5 / 557.5	2.0	VII	0.00	0.00%						
A 220a	559.5 / 562.0	2.5	VII	0.00	0.00%						
A 220c	566.5 / 568.5	2.0	VII	0.00	0.00%						
B 120-B 120a	574.0 / 581.0	7.0	VI	10.08	6.26%						
B 150-B 150a	585.5 / 589.0	3.5	VI	15.23	9.44%						
B 160	590.5 / 593.0	2.5	VI	13.96	8.67%						
B 160b	597.0 / 598.5	1.5	VI	0.00	0.00%						
B 180a	607.0 / 609.5	2.5	VI	0.00	0.00%						
		39.0		161.22	100.0%						

INSTALACIÓN	
PACKER	497.0 m.
MANDRIL #3	509.27 m.
PACKER	524.0 m.
MANDRIL #5	535.76 m.
PACKER	572.0 m.
MANDRIL #1	583.04 m.
TFN-GIELOG	633.7 m.

Permeabilidad y volumen acuatizado de los canales (post-tratamiento)

Se utilizaron estos caudales para la evaluación de la permeabilidad, además, se consideraron los mismos valores de viscosidad del agua, porosidad, Sor, Swi y diámetro de los pozos que se utilizaron en las determinaciones pre-tratamiento. Pero cambiaron las presiones dinámicas y tiempos de ruptura tal como se indica en las columnas 3 y 4 de la Tabla 4. Las permeabilidades resultantes se indican en la columna 5:

Tabla 4

Productor	Distancia al inyector LAS-58 (m)	Presión dinámica del productor o sumergencia (m)	Tiempo de ruptura del trazador (días)	Permeabilidad efectiva al agua* (mD)
LAS-18	139	312	22 (niv.sup.)	413
			75 (nivel medio)	121
			61 (nivel inferior)	149
LAS-49	164	197	60 (niv.sup.)	184
			112 (nivel medio)	99
			75 (nivel inferior)	147
Presión de inyección en boca LAS-58: 37 atm				
* Por computarse a partir del tiempo de ruptura, representan permeabilidades máximas.				

Tomando en cuenta las recuperaciones y los tiempos medio de tránsito del trazador se calcularon los volúmenes contactados por el trazador (zonas acuatizadas con flujos más rápidos y recirculación de agua de inyección). El estudio se focalizó sobre el caso del pozo LAS-18 el cual presentaba una tendencia declinante mas definida y así mejores condiciones para extrapolar la recuperación de los registros.

Tabla 5

Productor	Recuperación acumulada de trazador (%) extrapolada	Caudal de agua canalizada hacia el productor (m3/d)	Tiempo medio de transito del trazador (días)	Volumen de la zona que recircula agua (m3)
LAS-18	1.9 (nivel superior)	1.3	52	67
	13.0 (nivel medio)	8.6	300	2580
	11.5 (nivel inferior)	5.3	350	1855
	8.8 (promedio)			4502

Análisis de resultados

Los resultados de trazadores deben analizarse en el contexto del proyecto de inyección de microgeles. A fin de ilustrar y sintetizar los eventuales efectos de la inyección de microgeles, se propone el análisis del gráfico de la Fig.15, en el cual se representan los distintos estados de un proyecto de recuperación secundaria, incluyéndose los efectos originados por la acción de microgeles.

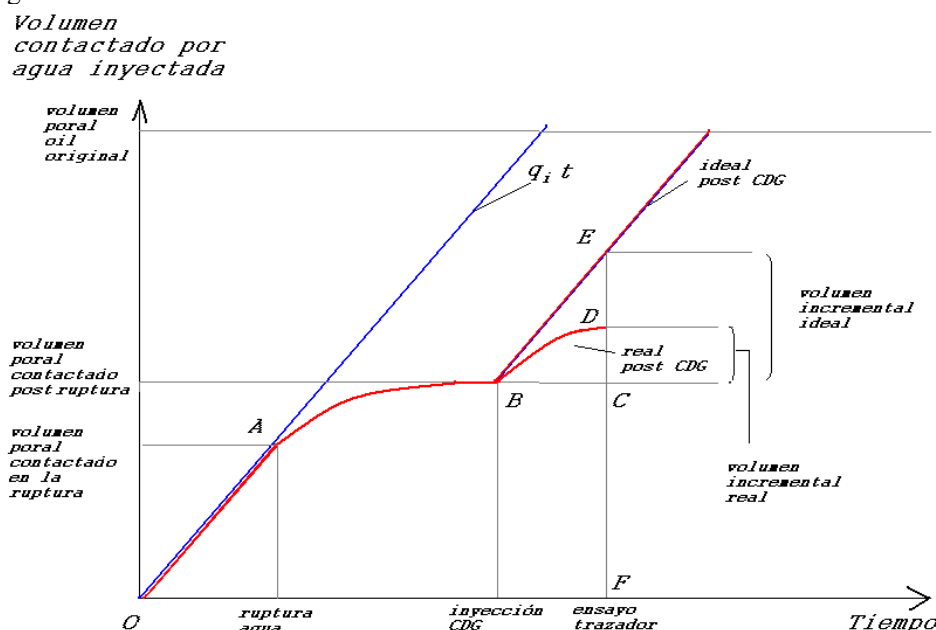


Figura 15. Volúmenes contactados por el agua inyectada en función del tiempo

La porción OA del registro indica la primer etapa de inyección de agua en la cual toda el agua inyectada contacta volumen poral con mayor saturación de petróleo (no hay recirculación de agua entre el inyector y los productores). A partir del punto "A" ya se experimenta la ruptura del agua en uno o varios productores, de manera que solo una fracción del agua inyectada contacta nuevas zonas no barridas del reservorio. La fracción remanente es recirculada a través de zonas canalizadas.

Como consecuencia el registro crece mas lentamente, pudiendo alcanzarse una meseta en la cual toda el agua inyectada es recirculada (punto B del registro de la Fig.15).

Si en este momento se realizara un tratamiento correctivo con microgeles y se bloquearan zonas ya barridas, se obligaría al agua a contactar zonas no barridas. De esta manera se retomaría el crecimiento en el registro de volumen contactado. Este crecimiento podría proseguir con el mismo ritmo del tramo OA (caso ideal BE de bloqueo total de zonas barridas) o con ritmo menor (tramo BD) en el cual se mantiene un grado de recirculación de agua.

Si finalmente se sucedieran nuevos amesetamientos, estaríamos en presencia de nuevas irrupciones de agua al productor o productores.

Como conclusión, podemos enunciar que, la realización de ensayos con trazadores de manera selectiva en esta instancia, permitiría actualizar el volumen barrido canalizado asociado a cada nivel de cada productor y evaluar su grado de recirculación de agua. Concretamente, en el caso de la malla del inyector LAS-58, se observaron moderados incrementos en los volúmenes barridos canalizados y recirculación de agua. De esta manera, se debe destacar:

1. Respecto al productor LAS-18, tomado con referente para el análisis, el volumen barrido canalizado pasó de escasos 740 m³ a 4502 m³ en poco menos de tres años, debido a la contribución principal de los niveles medio e inferior. En el mismo período, la recirculación de agua creció desde 1.5 % a 8.8 % (promedio), ambos valores extrapolados.
2. Globalmente, la recuperación acumulada de trazador de toda la malla paso de un 7% (valor alcanzado en 500 días) a un 11% (alcanzado en 460 días) en condiciones similares de inyección de agua (190 m³/d en el año 2003 y 175 m³/d en el 2006).
3. Llamen la atención los valores de recuperación del LAS-49: para un periodo similar de tiempo de ensayo pasó de 4.0 % a 4.4% (promedio) indicando niveles similares de recirculación de agua pese a los tres años transcurridos entre un ensayo y otro.

En general, con el ánimo de extraer una conclusión global, se aprecia que si bien persisten problemas de canalización de agua posteriores a los tratamientos con CDG's, los niveles de recirculación rápida de agua son moderados. De manera que hay una fracción significativa de agua inyectada que está participando en procesos de barrido de petróleo. Estos resultados son coherentes con las mejoras observadas en la producción de petróleo, tanto en pozos de primera línea como en los de segunda línea.

Una síntesis de esta mejora se aprecia en la Fig.16.

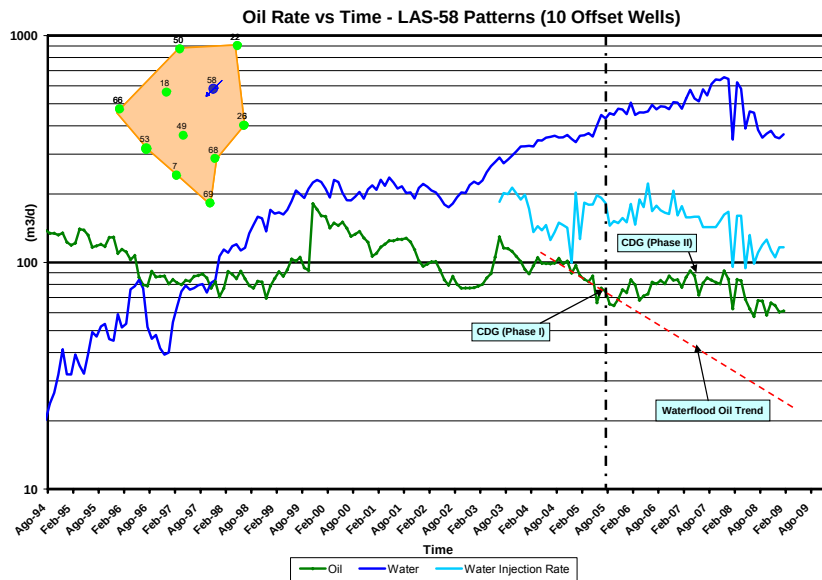


Figura 16. Evolución de la producción e inyección en la malla del inyector LAS-58.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de Y.P.F. por darnos la oportunidad de poder presentar este trabajo. También queremos agradecer la asistencia brindada, al Grupo de Desarrollo Area Malargue y al Grupo Operativo Area Malargue.

Referencias

1. 1.- Felsenthal M. "How To Diagnose a Thief Zone". Journal of Petroleum Technology, 839-840, July, 1973.
2. Shook G. M. and Forsmann J. H. "Tracer Interpretation Using Temporal Moments on a Spreadsheet". Idaho National laboratory. U.S. Department of Energy. Contract -AC07-05ID14517. September 2005.
3. Inlab. Informe Tecnico sobre análisis de coronas del LAS-72