

Trazadores en Proyectos de WF en Cerro Dragón

Autores: Pubill, M. MPubill@pan-energy.com – Barrionuevo, A. ALBarrionuevo@pan-energy.com – García, J. Jfgarcia@pan-energy.com
Compañía: Pan American Energy LLC.

Sinopsis

El yacimiento Cerro Dragón está ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Chubut, cuya principal formación productiva es “Comodoro Rivadavia”.

El bloque CD-III está en producción primaria desde el año 1965 y bajo recuperación secundaria desde 1998. Actualmente consta con 13 pozos inyectores y 43 pozos productores.

Con el objeto de confirmar la existencia de discontinuidades laterales, barreras de flujo, tiempos tempranos de arribo y direcciones preferenciales de flujo entre otras variables, en Agosto del año 2009 se comenzó con un proyecto piloto de trazadores Inyector – Productor. Este se basa en la inyección de trazadores en zonas que tienen alta reservas comprobadas y donde se han observado indicios de canalizaciones.

El mismo se realizó en dos pozos inyectores, con un total de 9 capas trazadas y muestreando una cantidad de 25 productores incluyendo pozos de primera y segunda línea.

Los datos obtenidos de este proyecto piloto serán de suma importancia para ajustar el modelo estático y dinámico, realizar análisis de líneas de flujo en estudios futuros y evaluar alternativas en la implementación de otros métodos de recuperación asistida de petróleo (EOR).

Introducción

El bloque III de Cerro Dragón está localizado al sureste del Área Cerro Dragón, en la Cuenca del Golfo de San Jorge en la provincia de Chubut Argentina. La estructura es un anticlinal de eje norte-Sur con buzamiento Oeste-Este. Esta limitado al norte y al sur por la fallas, las cuales lo separan de otros bloques.

La principal formación productiva “Comodoro Rivadavia” se caracteriza por la presencia de reservorios de arenas multicapas con heterogeneidades tanto lateral como vertical. Estas características sumadas a la presencia de fallas, diques y barreras estratigráficas aumenta la complejidad en la implementación de proyectos de recuperación secundaria.

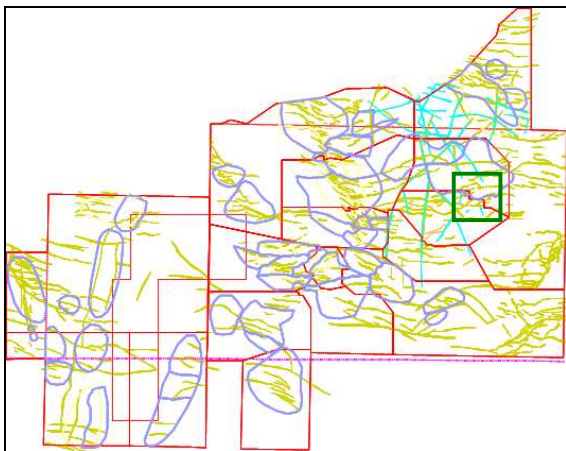


Figura 1: Yacimiento Cerro Dragón

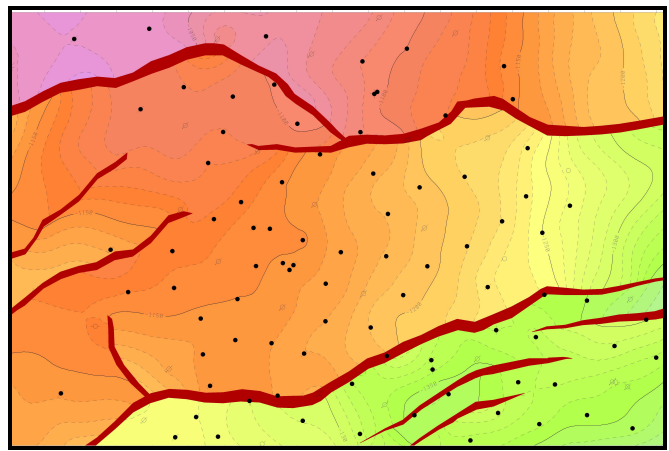


Figura 2: Bloque CD-III

El mismo comenzó su explotación en 1965 y en 1998 se inició el proyecto de recuperación secundaria, con la inyección 10 capas a través de 5 inyectores. En junio del 2006 se expandió el proyecto de recuperación secundaria tanto areal como verticalmente. Actualmente los pozos inyectan en más de 25 capas distribuidas en instalaciones selectivas de 12 mandriles en promedio. Cuenta con 43 pozos productores de petróleo, con una producción de 450 m3opd y 4400 m3fpd de fluido, y con 13 pozos inyectores, inyectando 4300 m3wipd.

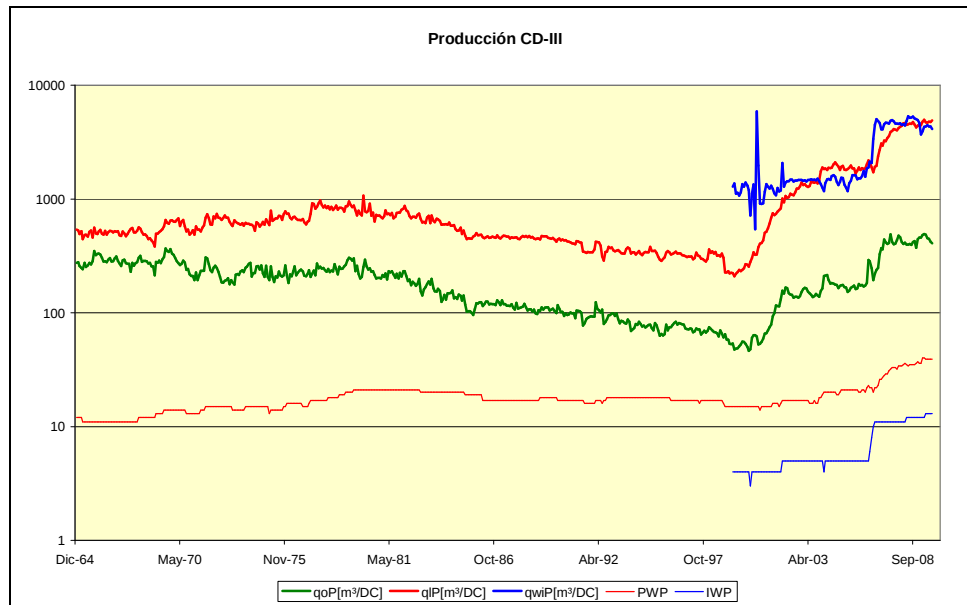


Figura 3: Curvas de producción CD-III

Dado que el área cuenta con una gran cantidad de capas abiertas y la distancia entre las mismas es muy corta, el diseño de las selectivas es de gran complejidad teniendo que inyectar, en ocasiones, de a dos o más capas por mandril.

Desarrollo

Tanto en los procesos de recuperación secundaria como en recuperación asistida de petróleo, es necesario la continuidad y uniformidad en términos de transmisibilidad de fluidos y saturación de petróleo entre los pozos inyectores y los pozos productores. El éxito técnico - económico de los mismos dependerá en gran medida del volumen de reservorio que es contactado por los fluidos de inyección y de la eficiencia de barrido de los mismos.

Las herramientas usadas principalmente para evaluar in-situ la conectividad de un reservorio en un área determinada son: los ensayos de transientes de presión, los trazadores inyector-productor, la historia de producción por recuperación primaria y por recuperación secundaria.

La historia de producción primaria puede aportar información valiosa acerca de la conectividad entre pozos, la cual se observa en la interferencia entre los mismos, pero no provee una información precisa para capas individuales en el caso de pozos en producción multicapas, debido a la influencia de cada capa al efecto promedio que se observa en la producción del pozo.

La respuesta de producción a la inyección de agua en proyectos de recuperación secundaria, provee una mejor información acerca de la conectividad lateral Inyector – Productor, pero al igual que en el caso anterior la respuesta individual de cada capa se ve enmascarada en reservorios multicapas.

Los ensayos de transientes de presión entre pozos pueden ser usados para determinar la continuidad del reservorio, tendencias de permeabilidades direccionales, proveen un valor promedio de permeabilidad para el espesor ensayado, pero no brindan información del rango de variación de la permeabilidad del reservorio en el volumen ensayado. Los ensayos de interferencia entre pozos suelen ser difíciles de llevar a cabo debido a la perforación de pozos in-fill, workovers y otras operaciones del yacimiento.

Mediante el uso de trazadores Inyector – Productor se puede evaluar, la continuidad de las capas en inyección y la distribución de líneas de flujo en todo el pattern con lo cual se puede estimar las direcciones preferenciales del flujo y los tiempos medios de arribo. Para la inyección de trazador se necesitan de 1 a 7 días y para su monitoreo se necesitan de 3- 6 meses, la continuidad de la producción no se ve afectada durante la inyección y muestreo de los trazadores.

Por lo explicado anteriormente las mejores herramientas para medir la transmisibilidad de un reservorio son: los ensayos de transientes de presión y la inyección de trazadores inyector productor. La principal ventaja de los ensayos de transientes respecto del uso de trazadores es que se realizan en un tiempo relativamente corto (días o semanas) en comparación con el uso de trazadores entre pozos que requiere de varios meses para su estudio, su costo es menor y operativamente es más sencilla su implementación. La ventaja de los trazadores respecto de los transientes de presión es que proveen una amplia información de las líneas preferenciales de flujo de todos los pozos del pattern, para cada capa trazada. Esta información se puede asociar a las permeabilidades y a su distribución, lo cual es de suma importancia para el diseño o rediseño de un proyecto de recuperación secundaria y es una información vital para la implementación de proyectos de recuperación asistida.

- **Trazadores Inyector – Productor**

El estudio mediante trazadores consiste en la inyección en las capas seleccionadas de una especie química conocida y medible junto con el agua de inyección y el posterior monitoreo de los pozos productores relacionados con el inyector a fin de medir y cuantificar la llegada del mismo correspondiente a cada capa.

Las especies químicas utilizadas como trazadores son de distintos tipos entre ellas: compuestos radioactivos, como agua tritiada, trazadores a base de alcoholes, ácidos benzoicos fluorinados FBA, entre otras.

En los pozos productores se analiza el agua de producción para detectar el arribo de las partículas de trazadores con análisis de laboratorio específicos para cada especie de trazador.

La inyección de trazadores Inyector – productor tiene como objetivos:

1. Determinar la continuidad lateral entre pozos inyectores y productores.
2. Comprobar la presencia de canalizaciones y zonas ladronas.
3. Evaluar la permeabilidad promedio de la zona a trazar.
4. Evaluar el volumen de zonas canalizadas.
5. Evaluar la distribución de tiempos de tránsito del agua de inyección.

Los parámetros característicos en la medición de trazadores son:

1. **Tiempo de vuelo:** que es el primer momento de detección del trazador.
2. **La masa producida de trazador:** que es equivalente a la producción acumulada de trazador en el productor.

La velocidad del trazador es proporcional a la permeabilidad y al espesor del reservorio. El flujo másico del trazador es función del tiempo de vuelo de las partículas de trazador entre el inyector – productor y el producto de la permeabilidad por el espesor, asumiendo una caída de presión constante entre inyector productor.

$$m_{rec} (\%) = 100. \int_0^t \frac{C_{traz-muestra} \cdot q_{w-productor}}{m_{traz-iny}} dt$$

Donde

m_{rec} = Recuperación acumulada de trazador

$m_{traz-iny}$ = masa trazador inyectado

$q_{w-productor}$ = caudal de agua producida en el productor

$C_{traz-muestra}$ = concentración de trazador en el productor

T = tiempo

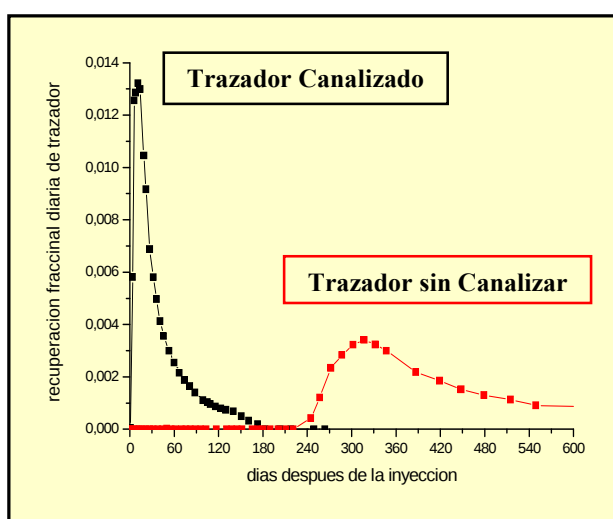


Figura 4: Ejemplo de Curva de Recuperación de Trazador

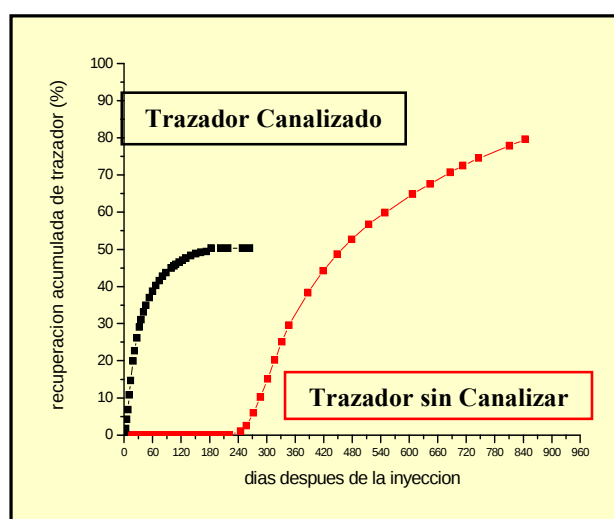


Figura 5: Ejemplo de Curva de Recuperación Acumulada

- **Metodología de inyección del trazador**

Debido a la gran cantidad de capas que se encuentran en inyección se decidió inyectar trazadores combinados (radioactivos, a base de alcoholes y fluorinados) de forma que al analizar las muestras los productos no generen interferencia ni incertidumbre sobre la capa trazada.

La operación de inyección necesita que todos los mandriles de la selectiva se encuentren cegados excepto el mandril que se va a trazar. Dicho mandril se debe mantener regulado acorde a la historia previa de admisión de la capa.

La concentración de trazador a inyectar depende de la distancia entre productores e inyectores, de las propiedades petrofísicas de la malla y del caudal de inyección de cada zona, así como también de la especie química que se inyecta.

Una vez inyectado el trazador se debe dejar desplazando con el caudal de inyección estable, durante un período de tiempo que es función de la admisión de cada capa. Luego de transcurrido ese tiempo se acondiciona el inyector para inyectar el próximo trazador.

Luego de que se realizó la inyección de los trazadores se comienza con el muestreo de los productores con una frecuencia como la mostrada en la tabla 1:

	Cantidad de muestras por pozo
Mes 1	9
Mes 2	4
Mes 3	3
Mes 4	3
Mes 5	2
Mes 6	2
Mes 7	2
Total	25

Tabla 1: Muestreo de pozos

- **Piloto de trazadores en Cerro Dragón III**

El piloto comenzó en Agosto del 2009 el cual consistió en la inyección de trazadores en dos pozos del bloque CD-III, en donde ambas mallas tenían respuestas diferentes en las condiciones de inyección actual. La primera malla, asociada al inyector PCD-A, se encuentra al noreste del bloque y es una zona con muy buena respuesta a la inyección en donde se perforaron dos pozos para cerrar el pattern, pero hasta el momento no han visto el impacto del inyector y continúan con una declinación de primaria (figura 6). Por otro lado, se seleccionó la malla del inyector PCD-B ubicada al suroeste de bloque debido a que se sospecha un baja eficiencia del barrido en las capas con más acumulada de inyección.

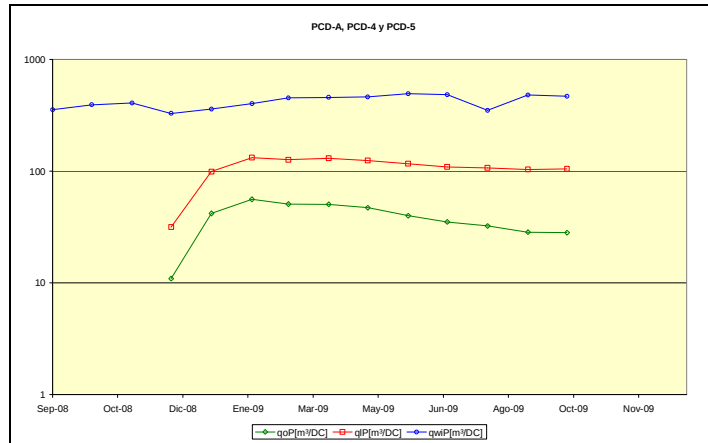


Figura 6: Producción inyector y pozos nuevos (malla PCD-A)

El piloto tendrá una duración de 6 meses, dado que se estima que en este tiempo se obtendrán los resultados necesarios. En función de los VP inyectados y el área contactada la simulación mostró que los trazadores comenzaran a observarse en los productores en un tiempo entre 60 y 120 días. En el caso de que el arribo sea anterior a los 30 días se consideraría una posible canalización, con lo que se debería plantear cambios en el perfil de inyección.

Actualmente se extendió la inyección de trazadores a 4 mallas adicionales con el objetivo de ampliar el estudio a todo el bloque.

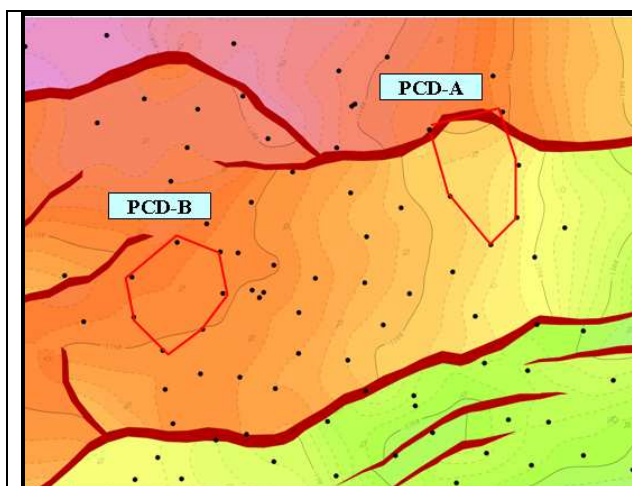


Figura 8: Esquema de CD-III

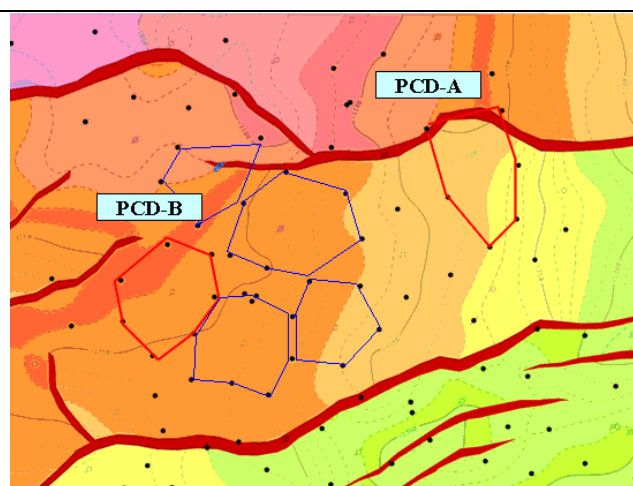


Figura 9: Mallas Adicionales

- **PCD-A**

El inyector se encuentra en el sector este del bloque y el pattern consta de 6 pozos productores. Los últimos pozos perforados del bloque y que cierran el pattern son los pozos PCD-4 y PCD-5.

El objetivo de la inyección de trazadores en esta malla es corroborar la presencia de una barrera al flujo entre los pozos, la cual no se aprecia con claridad en las secciones sísmicas, y que tampoco pudo ser identificada mediante un ensayo de transientes de presión debido a que el radio de investigación no alcanzó dicho límite.

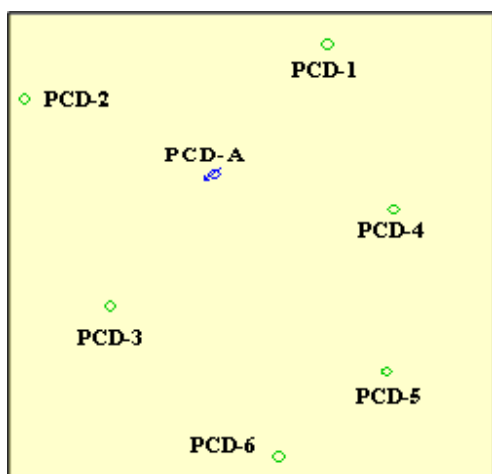


Figura 10: Esquema de Malla PCD-A

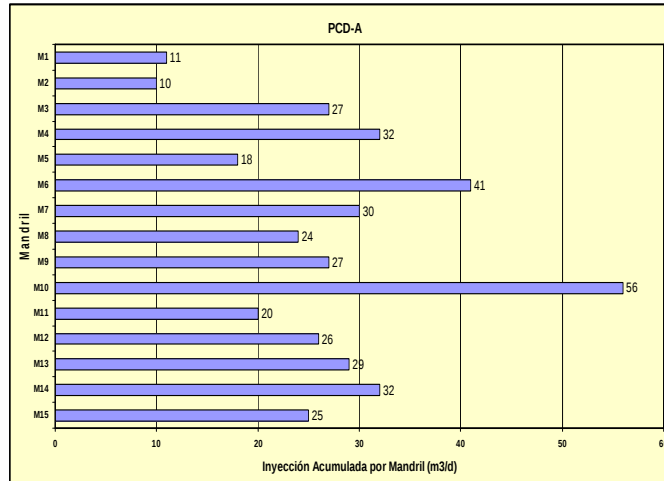


Figura 11: Inyección Acumulada por mandril del Pozo A

Se inyectaron 6 especies químicas diferentes en 6 mandriles a lo largo del inyector.

Se han detectado trazadores en los pozos PCD-3 y PCD-1, y no se ha detectado arribos en los pozos PCD-4 y PCD-5 luego de 100 días de inyección, por lo que hasta el momento se confirma la presencia de una barrera al flujo entre el inyector PCD-A y los pozos PCD-4 y PCD-5. Se puede identificar además una dirección preferencial en la dirección SO-SE.

La figura 13 muestra la curva de recuperación acumulada del PCD-3 para una de las capas trazadas, en la misma se puede observar que el tiempo de vuelo fue de aproximadamente 30 días. La figura 12 demás capas trazadas no

se ha detectado arribo de trazador hasta el momento. Mientras tanto se continúa con el muestreo de los pozos productores tanto de primera como segunda línea del inyector para obtener los datos necesarios para un análisis mas profundo por capa y por pozo.

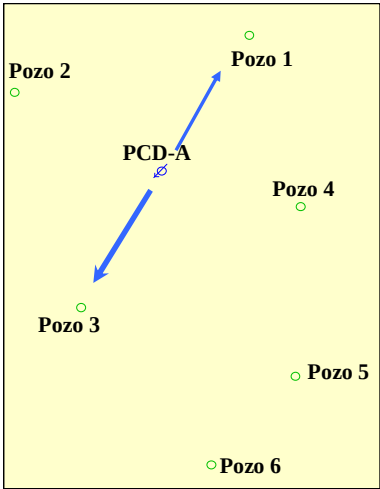


Figura 12: Esquema de canalización

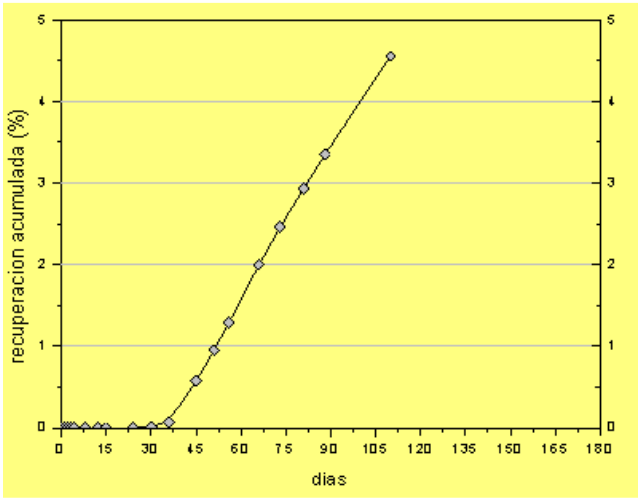


Figura 13: Recuperación acumulada

- PCD-B

El inyector se encuentra en el Sector SO del bloque, el pattern cuenta con 7 productores en primera línea. En el mismo se aprecia respuesta de secundaria de algunos pozos y posibles canalizaciones de otros. En este caso, el objetivo de los trazadores es identificar direcciones preferenciales de flujo y canalizaciones con el objetivo de realizar algún tipo de recuperación terciaria para mejorar el área contactada del agua de inyección.

En este pozo se inyectaron 3 trazadores distintos, y pasados 100 días no se han detectado arribos del mismo en los productores, por lo tanto para sacar algún tipo de conclusión es necesario seguir con las mediciones.

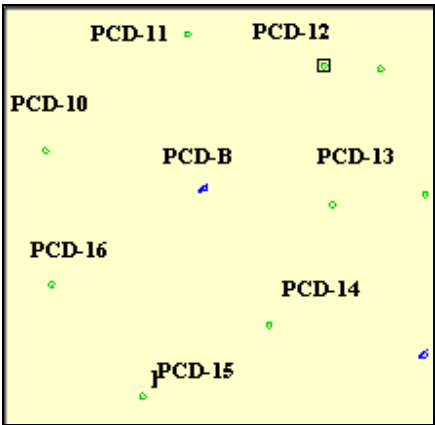


Figura 14: Esquema de Malla PCD-B

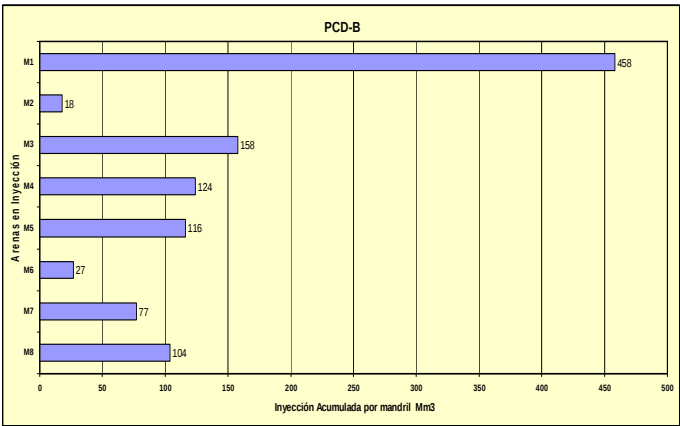


Figura 15: Perfil de Inyección por mandril del Pozo B

- **Recomendaciones**

Previo a la inyección de los trazadores es fundamental revisar la integridad mecánica y la estabilización de la inyección en las selectivas seleccionadas, de manera de realizar los cambios o regulaciones necesarias antes de inyectar los trazadores.

Por otro lado, los productores seleccionados para muestrear, se recomienda que sean de la primer línea del inyector durante un periodo de 60 días, si a partir de ese tiempo no se han observado arribos es conveniente extender el muestreo a los pozos más alejados del inyector para determinar las correspondientes líneas de flujo.

Otro factor importante a tener en cuenta es mantener una producción e inyección estable durante el estudio de los trazadores. Esto quiere decir, que no se deberían tener que realizar intervenciones con workovers y cambios de equipos de extracción durante este periodo. El mantenimiento estable de la producción mejora la confiabilidad de los arribos en base a las muestras de campo.

Es importante contar con la disponibilidad de al menos un equipo de wireline durante la operación ya que lo hace más eficiente y, con una buena coordinación, se pueden inyectar hasta dos trazadores por día.

Conclusiones

El uso de trazadores combinados es aplicable a reservorios multicasas. Se puede utilizar los mismos como una herramienta más en la caracterización de este tipo de reservorios con inyección de agua.

Mediante el uso de trazadores se pudo detectar una barrera preferencial al flujo entre los pozos PCD-A y los pozos N°4 y N°5.

Dado que no hay arribos en los pozos del pattern del PCD-B, y no se han podido detectar direcciones preferenciales de permeabilidad, se continuará muestreando por 6 meses más para completar el estudio. Como primera conclusión el pattern no presenta canalizaciones severas.