

TECNOLOGÍA DE TRAZADOR QUÍMICO PARA ABORDAR EL RENDIMIENTO DE LOS POZOS, LA EFECTIVIDAD DE LA TERMINACIÓN Y LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PARA PLANES DE DESARROLLO NO CONVENCIONALES

Maximiliano Giraldo¹, Carlos Hernández¹, Zaque Araujo², Sebastián Basualdo²

1: Chevron. mgkp@chevron.com, carloshernandez@chevron.com

2: Tracerco. zaque.araujo@tracerco.com, sebastian.basualdo@tracerco.com

Palabras clave: Trazadores químicos, terminación, desarrollo de áreas, reservorios no convencionales

ABSTRACT

The purpose of this trial is to share the equipment experience obtained by injecting oil and water chemical tracers into 2 Pads and 5 horizontal wells targeting different landings in Vaca Muerta in the El Trapial field. This technology demonstrated that all hydraulic fracturing stages have been able to deliver production and are connected to the wellbore during the early production and testing period of the well's life (from 3 to 6 months).

While wells were being completed during execution of the hydraulic fracturing plan, operational challenges (*sweeps*, screen outs, high pressure, etc.) were faced. Moreover, reservoir engineers need to evaluate whether those operational issues have affected stages production performance. In addition, it is important to assess how production is distributed along the stages from *Toe* to *heel*.

West *Pad* configuration with 2 wells to the North and 2 to the South with 300 meters spacing between wells on same direction and east *Pad* 2 wells north and 2 south. Wells were geo-steered inside +/- 5 meters windows or even less. The LWD data integrated with mudlogging and geochemical data as well as tracer information, is key to understand the heterogeneity of each level with the production of the well as well as the performance in the horizontal section.

Finally, tracer technology helped the team to reduce uncertainties and capture lessons learned within El Trapial Vaca Muerta Project.

INTRODUCCIÓN

En los últimos 10 años se han ejecutado en la Fm. Vaca Muerta varios pilotos con el objetivo de comprobar la productividad de este reservorio no convencional en distintas zonas de la cuenca neuquina. Dentro de esa curva de aprendizaje, las estrategias de terminación de los pozos han ido cambiando, siguiendo las tendencias exitosas de los desarrollos masivos en Estados Unidos.

El caso que se describe en este trabajo pertenece a 2 (dos) Pads ejecutados dentro de la concesión El Trapial en la Fm. Vaca Muerta (Figura 1). Se pensó un plan de adquisición de datos para evaluar el impacto de esta técnica de estimulación en distintos aspectos que hacen al desarrollo de estos campos.

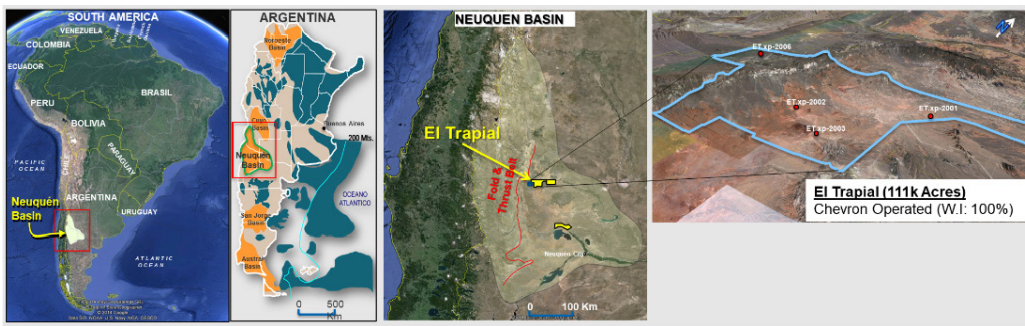


Figura 1. Mapa de la cuenca neuquina con referencia a la concesión de El Trapiel.

CARACTERÍSTICAS DE LOS PADS

La configuración del *Pad* Este fue de 2 pozos al Norte y 2 al Sur con un espaciamiento de 300 metros entre los pozos del Este y Oeste dentro de mismo *Pad* con la misma orientación. En el *Pad* Oeste se perforaron 2 pozos al norte y 1 al sur. En ambos pads los pozos se perforaron en la orientación del estrés mínimo (SHmin), -10 grados aproximadamente. La terminación de los pozos es con etapas de 65 a 80 metros. Las ventanas de geo-navegación perforadas fueron de menos de 10 metros (+/- 5 m).

Los datos LWD con control geológico (*mud-logging*) y los datos geoquímicos integrados con análisis de trazadores son clave para entender la homogeneidad/heterogeneidad de cada nivel petrofísico para luego, compararlos con el desempeño de la producción de cada pozo.

En la Figura 2 se muestra un esquema de los pozos en una sección norte sur. En la Figura 3 se puede observar un mapa del yacimiento con la ubicación de ambos pads y en la Tabla 1 y 2 se adjunta un resumen de la terminación de cada pozo.

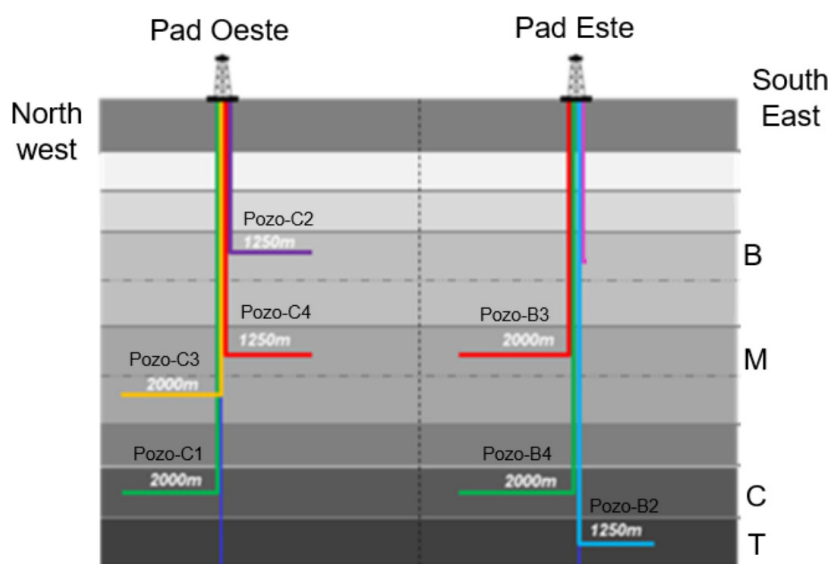


Figura 2. Esquema de disposición de los pozos en subsuelo (vista en corte).

Adicionalmente, es importante mencionar que todos los pozos están en la ventana de madurez térmica de petróleo volátil y el pozo C1 se encuentra cerca de la transición entre petróleo volátil y gas condensado.

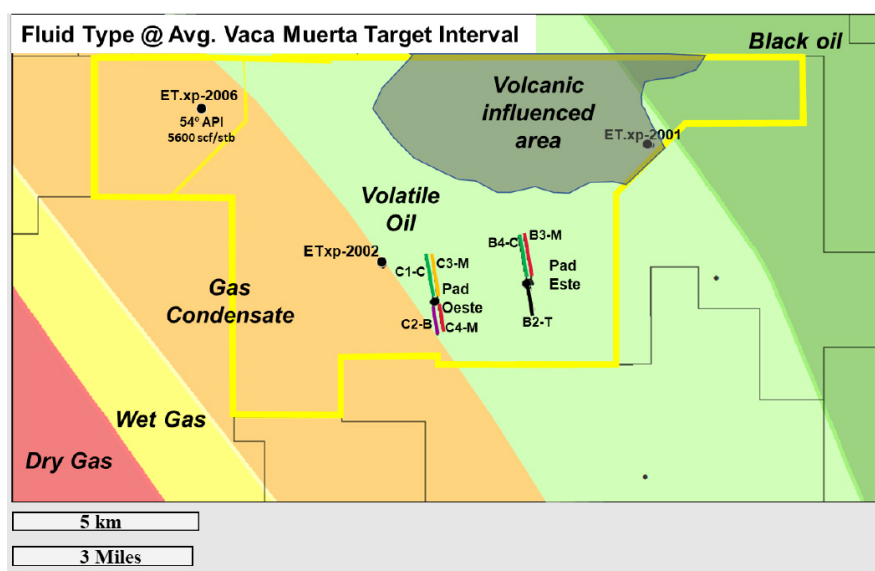


Figura 3. Mapa de la disposición areal de los pads y pozos.

Pad	Pozo	# Etapas	Largo Lateral Efectivo (m)	Arena Total (lbs)	Agua Total (gal)	Horizonte	Sensor de Fondo
Oeste	C1	31	1160	16,423,500	14,072,12	C	No
Oeste	C2	15	1,193	8,044,100	6,892,909	B	Yes
Oeste	C3	31	1,985	16,426,300	14,213,69	M	Yes
Oeste	C4	15	1,182	7,982,500	6,942,917	M	No
Este	B2	20	1,275	10,500,899	9,380,750	T	Yes
Este	B3	32	2,049	16,812,500	14,909,26	M	No
Este	B4	32	2,061	16,874,000	14,692,74	C	Yes

Tabla 1. Resumen terminación de los pozos.

Pad	Pozo	Eventos en la operación
Oeste	C1	Coil tubing en pesca en etapa 13. 1160 m rama lateral efectiva. 18 etapas fluyendo por casing.
Oeste	C2	20% más de propante en etapa 15
Oeste	C3	Pequeño arenamiento etapa 7 pero con 98% bombeado. Sweeps etapas: 3, 17, 22, 28.
Oeste	C4	Sweeps etapas: 3 & 13
Este	B2	Sweeps etapa: 8
Este	B3	Sweeps etapa: 4; etapa 2 con 92% propante
Este	B4	Sweep etapa: 3

Tabla 2. Resumen problemas en la terminación de los pozos.

DISEÑO, EJECUCIÓN Y ANÁLISIS DE TRAZADORES QUÍMICOS

Diseño

Para la evaluación de producción de pozos se seleccionó la tecnología de trazadores químicos inyectados durante las etapas de fracturas de cada uno de los pozos. Esta técnica permite emplear trazadores específicos en cada pozo o en un conjunto de etapas y luego evaluar la presencia de estos en los fluidos de producción muestreados.

La estrategia de bombeo de trazadores fue diseñada para incrementar el conocimiento en las siguientes incertidumbres: (1) comunicación hidráulica de las etapas con el *wellbore*, (2) producción a lo largo de la rama lateral, (3) correlación entre producción de agua y petróleo por etapa, (4) comunicación de los volúmenes estimulados de cada pozo, (5) evolución de la producción de las etapas en la rama lateral con el tiempo y en función del drawdown management planificado.

- Pad Oeste: pozo C2 en nivel B con 15 trazadores de petróleo y 15 de agua, C4 en nivel M con 15 trazadores de agua únicamente y C3 en nivel M (en diferente punto de aterrizaje al pozo C4) con 31 trazadores de petróleo y 30 de agua y el pozo C1 sin trazadores.
- Pad Este: pozo B2 en nivel T con 19 trazadores de petróleo y 19 de agua y pozo B4 con 31 trazadores de petróleo y 31 de agua.

Durante la etapa de producción se programó el muestreo de agua y petróleo de todos los pozos (con y sin trazadores) de los dos (2) *Pads*, durante un período de aproximadamente seis (6) meses desde la puesta en marcha de los mismos.

Descripción de la operación

Los trazadores de agua se inyectaron directamente en la tolva de la unidad mezcladora (*blender*) del equipamiento de fractura y se aplicaron a lo largo de toda la estimulación a una concentración constante. Se utilizaron bombas peristálticas de alta precisión para controlar el caudal de trazador de agua a lo largo de la operación. El caudal fue ajustado para garantizar la concentración constante de trazador en el fluido de estimulación siendo bombeado en cada una de las etapas determinadas estratégicamente.

El trazador de petróleo se inyectó en la entrada (zona de baja presión) de los bombecedores de fractura en conjunto con el agente de sostén. Esto se hace de la misma manera en todas las etapas para que la comparación sea efectiva.

Debido al modo en que se inyectan los trazadores, suele interpretarse que los trazadores de agua van a estar distribuidos en toda el área alcanzada por la fractura hidráulica, mientras que los trazadores de hidrocarburos se van a encontrar solo en la parte de la fractura que fue alcanzada por el agente de sostén.

A continuación, se presenta un resumen de la operación en los dos (2) Pads donde se realizaron las inyecciones de trazadores químicos líquidos y también los resultados y conclusiones.

Descripción de la operación en el *Pad Oeste*

Pad Oeste Pozo C2

- Se utilizaron
 - o 15 trazadores individuales de petróleo. (uno por etapa)
 - o 15 trazadores individuales de agua. (uno por etapa)
- Se analizaron 54 muestras de agua y 50 muestras de petróleo durante el período inicial de producción:
 - Agua: 12/11/2020 al 19/04/2021.
 - Petróleo: 20/11/2020 al 12/04/2021.
- Relación de trazadores del *Pad Oeste*:
 - o Los trazadores de agua y petróleo se repitieron en las primeras 15 etapas de cada uno de los pozos C2, C3 y C4 (agua).

Pad Oeste Pozo C3

- Se utilizaron
 - o 31 trazadores individuales de petróleo. (uno por etapa)
 - o 30 trazadores individuales de agua (uno por etapa), repitiéndose uno en las etapas 30 y 31.
- Se analizaron 54 muestras de agua y 55 muestras de petróleo durante el período inicial de producción:
 - Agua: 24/10/2020 al 12/04/2021.
 - Petróleo: 31/10/2020 al 12/04/2021.
- Relación de trazadores del *Pad Oeste*:
 - o Los trazadores de agua y petróleo se repitieron en las primeras 15 etapas de cada uno de los pozos C2, C3 y C4 (agua).

Pad Oeste Pozo C4

- Se utilizaron
 - o 15 trazadores individuales de agua. (uno por etapa)
- Se analizaron 48 muestras de agua y 49 muestras de petróleo durante el período inicial de producción:
 - Agua: 24/11/2020 al 12/04/2021.
 - Petróleo: 26/11/2020 al 12/04/2021.

- Relación de trazadores entre Pozos
 - o Los trazadores de agua se repitieron en las primeras 15 etapas de cada uno de los pozos C2, C3 y C4.

Descripción de la operación en el *Pad Este*

Pad Este Pozo B2

- Se utilizaron
 - o 19 trazadores individuales de petróleo. (uno por etapa)
 - o 19 trazadores individuales de agua. (uno por etapa)
- Se analizaron 24 muestras de agua y 25 muestras de petróleo durante el período inicial de producción:
 - Agua: 26/06/2021 al 20/10/2021.
 - Petróleo: 22/06/2021 al 20/10/2021.
- Relación de trazadores del *Pad Este*
 - o Los trazadores de agua y petróleo usados en el pozo B2 se repitieron en las últimas 19 etapas del B4.

Pad Este Pozo B4

- Se utilizaron
 - o 31 trazadores individuales de petróleo. (uno por etapa)
 - o 31 trazadores individuales de agua. (uno por etapa)
- Se tomaron 25 muestras de agua y 25 muestras de petróleo durante el período inicial de producción:
 - Agua: 29/06/2021 al 23/10/2021.
 - Petróleo: 29/06/2021 al 23/10/2021.
- Relación de trazadores del *Pad Este*.
 - o Los trazadores de agua y petróleo usados en las últimas 19 etapas del B4 repiten los inyectados en el pozo B2.

RESULTADOS DE PETRÓLEO Y AGUA EN EL POZO C2 (NIVEL B)

La mayor conclusión que podemos tomar revisando la Figura 4, es que la etapa 15 tiene una muy buena productividad, al igual que la etapa 14. En el caso de la etapa 15 se bombeo un 20% más de arena y agua, seguramente ambas etapas 15 y 14 han incrementado su volumen fracturado. Esto es un buen indicio que nos motiva a incrementar los diseños del tipo *High Density Completion* (HDC) en los próximos pozos de desarrollo.

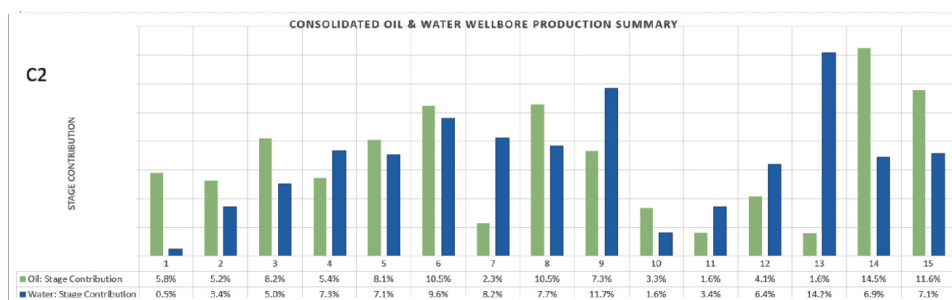


Figura 4. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua de cada etapa en el período estudiado para el pozo C2.

En la Figura 5 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua por zonas del pozo estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas. El *Toe* contempla las etapas de 1-5, el *Mid* de 6-10 y el *Heel* de 11-15.

La producción de petróleo es equilibrada a lo largo del pozo y la contribución de agua se incrementa de *Toe* hasta *Heel*.

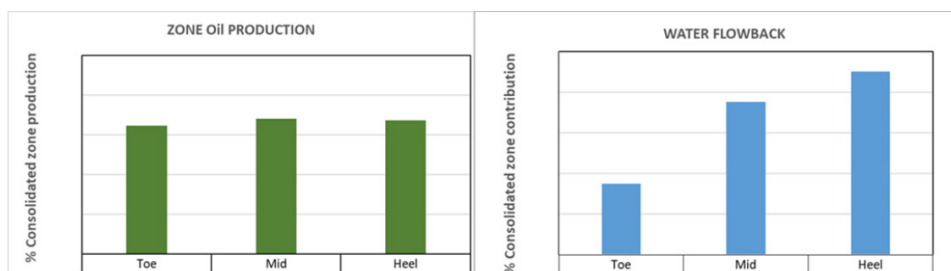


Figura 5. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua por zonas del pozo C2.

En la Figura 6, se muestra el % del aporte de agua a lo largo de los días de producción para el pozo C2 (nivel B). En el nivel B la petrofísica evidencia presencia de agua móvil, lo cual queda demostrado en la Figura ya que el pozo produjo más de 100% del agua inyectada.

Los aportes de agua a lo largo de los pozos son diferenciados, así el C2 (nivel B) tiene su aporte creciendo desde el *Toe* hasta el *Heel*.

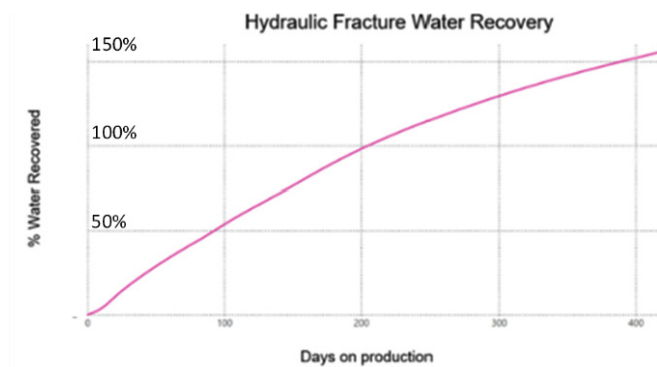


Figura 6. muestra recupero del agua inyectada en el pozo C2.

RESULTADOS DE PETRÓLEO Y AGUA EN EL POZO C3 (NIVEL M)

En este pozo hemos visto algunos pequeños problemas operativos durante las fracturas por ello se realizaron *sweeps* (se denomina *sweep* proceso que se realiza de barrido con agua durante la fractura hidráulica para evitar un arenamiento) en las etapas 3, 17, 22, 28 y en la etapa 7 existió un pequeño screen out (arenamiento). En la Figura 7, se observa que las etapas mencionadas no presentan menor producción frente a las otras fracturas del pozo. En el caso de las etapas que sufrieron un *sweep* parece que esto no afectó la productividad de las etapas. Sin embargo, en el caso de la etapa 7 donde tuvimos un screen out la etapa es una de las más pobres en producción por lo que podemos inferir que existe la posibilidad de que si se vea afectada. Entonces podemos inferir que los *sweeps* son inocuos para la productividad de las etapas, pero el screen out podríamos pensar lo contrario, aunque no hay suficiente cantidad de información concluyente ya que solamente hay un solo screen out.

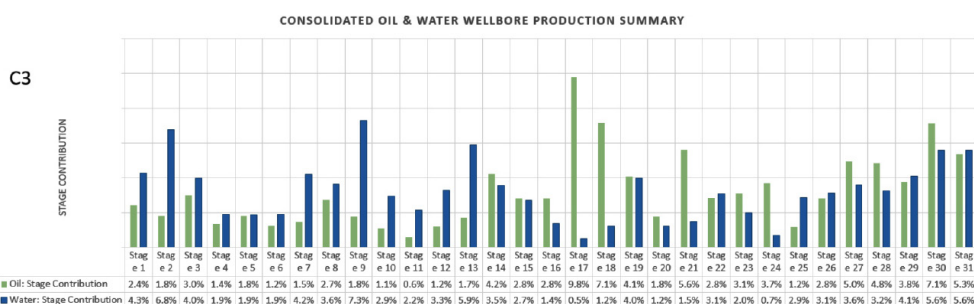


Figura 7. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua de cada etapa en el período estudiado para el pozo C3.

En la Figura 8 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua por zonas del pozo estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas. El *Toe* contempla las etapas de 1-10, el *Mid* de 11-21 y el *Heel* de 22-31.

La producción de petróleo es mayor en *Mid* y *Heel*, pero más débil en *Toe* a lo largo del pozo y la contribución de agua es equilibrada para *Toe* y *Mid*, pero se incrementa en *Heel*.

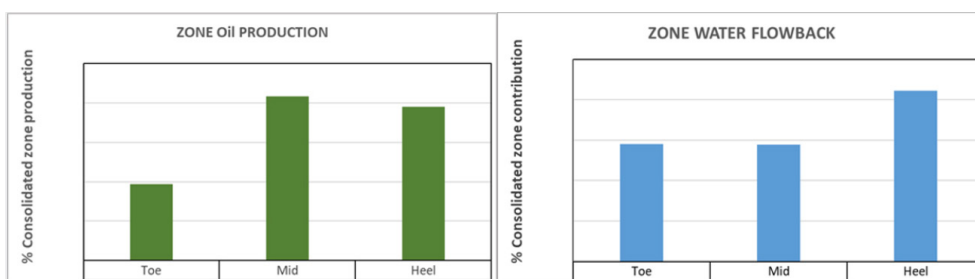


Figura 8. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua por zonas del pozo C3.

RESULTADOS DE AGUA EN EL POZO C4 (NIVEL M)

En la Figura 9 se observa el aporte consolidado relativo de agua de cada etapa estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas.

Con el análisis de la Figura 9 del pozo C4, en conjunto con las figuras 5 y 8 de los pozos C2 y C3, podemos estimar que las etapas de mayor contribución de agua para C2 y C3 están situadas en *Heel*, pero para C4 están situadas en *Toe* del pozo.

En este pozo se ha visto algunos pequeños problemas operativos durante las fracturas por ello se realizaron *sweeps* en las etapas 3, 13. En la Figura 9, se observa que las etapas mencionadas no presentan menor producción frente a las otras fracturas del pozo, confirmando los mismos resultados que en C3.

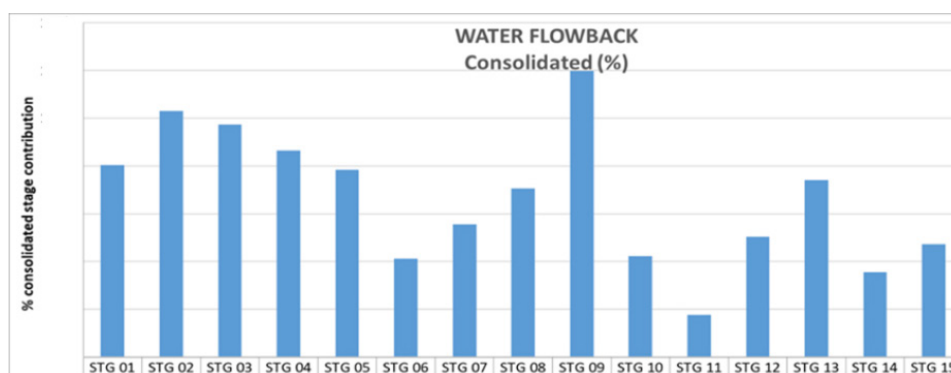


Figura 9. Gráfico del porcentaje de contribución de agua de cada etapa en el período estudiado para el pozo C4.

En la Figura 10 se observa el aporte consolidado relativo de agua por zonas del pozo estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas. El *Toe* contempla las etapas de 1-5, el *Mid* de 6-10 y el *Heel* de 11-15.

La producción de agua es mayor en *Toe* y *Mid*, pero más débil en *Heel* a lo largo del pozo.

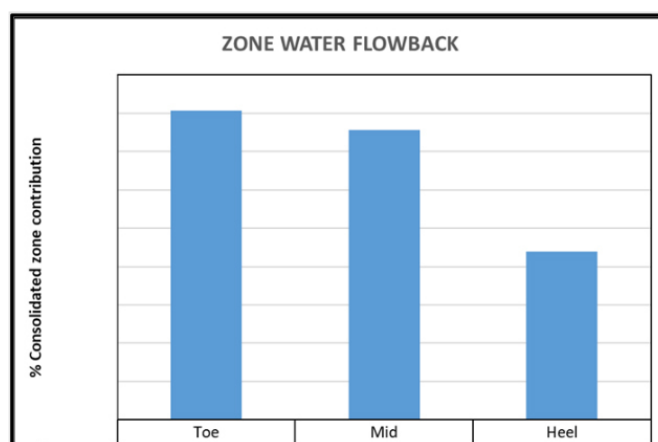


Figura 10. Gráfico del porcentaje de contribución de agua por zonas del pozo C4.

RESULTADOS DE PETRÓLEO Y AGUA EN EL POZO B2 (NIVEL T)

En la Figura 11 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua de cada etapa estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas.

En este caso se evidencian las mismas conclusiones que en los pozos del anterior *Pad Oeste* respecto a los temas operativos. Sin embargo, en el análisis cualitativo de producción de agua se observa una menor correlación entre las producciones de petróleo y agua, haciendo honor a las diferencias petrofísicas (menor agua móvil que otros niveles) de los pozos en ambos pads.

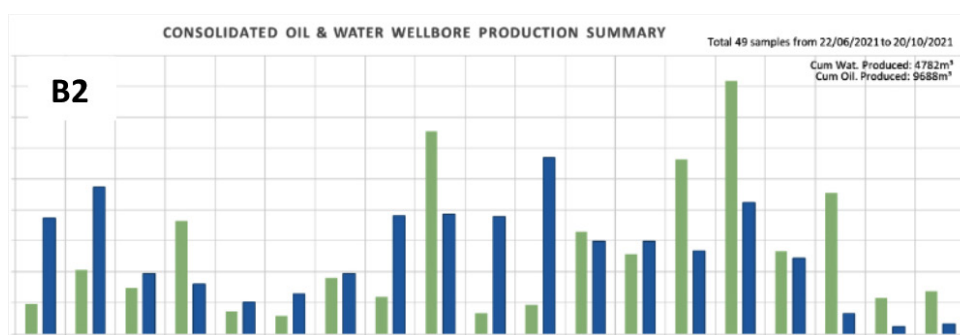


Figura 11. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua de cada etapa en el período estudiado para el pozo B2.

En la Figura 12 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua por zonas del pozo estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas. El *Toe* contempla las etapas de 1-6, el *Mid* de 7-13 y el *Heel* de 14-19.

La producción de petróleo es creciente desde el *Toe* hasta el *Heel*, a lo largo del pozo y la contribución de agua es mayor en *Mid*.

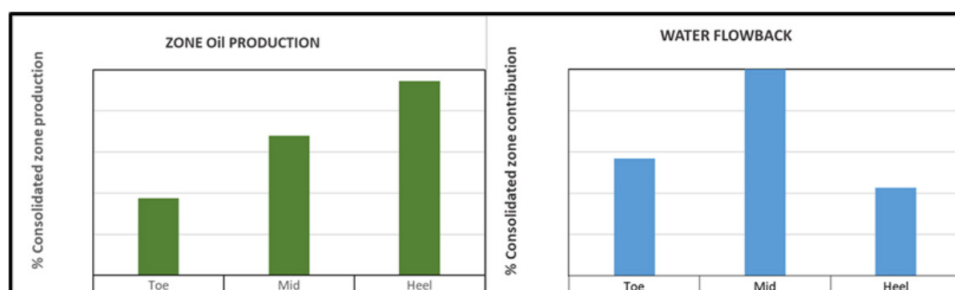


Figura 12. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua por zonas del pozo B2.

RESULTADOS DE PETRÓLEO Y AGUA EN EL POZO B4 (NIVEL C)

En la Figura 13 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua de cada etapa estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras

analizadas. Se observa una fracción menor de producción de agua de las etapas 31 a 26, como una clara tendencia en las cercanías del *heel* para ser analizado en profundidad.

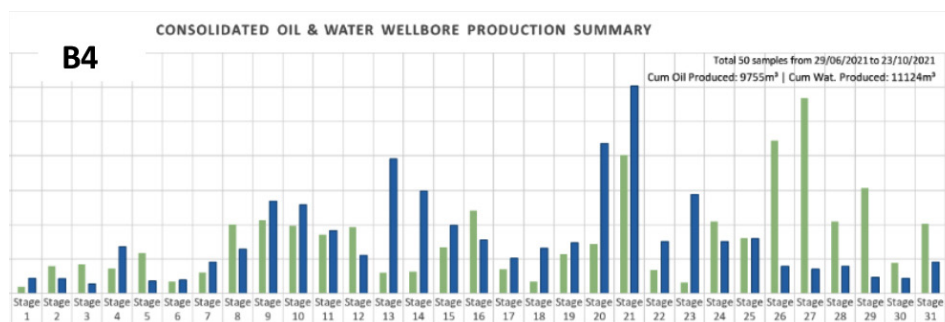


Figura 13. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua de cada etapa en el periodo estudiado para el pozo B4

En la Figura 14 se observa el aporte consolidado relativo de petróleo y agua por zonas del pozo estimado a partir de la concentración de cada trazador individual detectada en las muestras analizadas. El *Toe* contempla las etapas de 1-10, el *Mid* de 11-21 y el *Heel* de 22-31.

La producción de petróleo es creciente desde el *Toe* hasta el *Heel*, a lo largo del pozo y la contribución de agua es mayor en *Mid*.

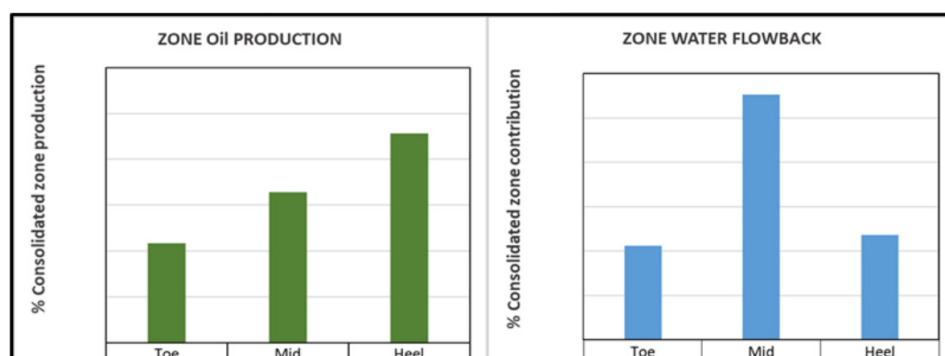


Figura 14. Gráfico del porcentaje de contribución de petróleo y agua por zonas del pozo B4.

RESULTADOS DE COMUNICACIÓN ENTRE LOS VOLÚMENES ESTIMULADOS DE LOS POZOS

En ambos Pads se ha demostrado tener comunicación entre los “SRV” (volúmenes estimulados de los pozos) ya que se detectaron trazadores de petróleo y agua en pozos donde NO se habían bombeado trazadores. Por ejemplo, en los pozos C1, C2 y C4 se encontraron algunos de los trazadores bombeados en C3. Este resultado es razonable y coincide con las estimaciones que se realizaron durante la etapa previa a la terminación de los pozos. Es importante remarcar que, si bien estos volúmenes se comunicaron inicialmente durante el proceso de estimulación, los pozos no evidencian interferencia de presiones, es decir al cambiar las condiciones de flujo de un pozo

no se evidencian cambios en los pozos vecinos del mismo *Pad*. En las figuras 15 a 19, se evidencia lo explicado anteriormente entre los pozos del *Pad* Oeste.

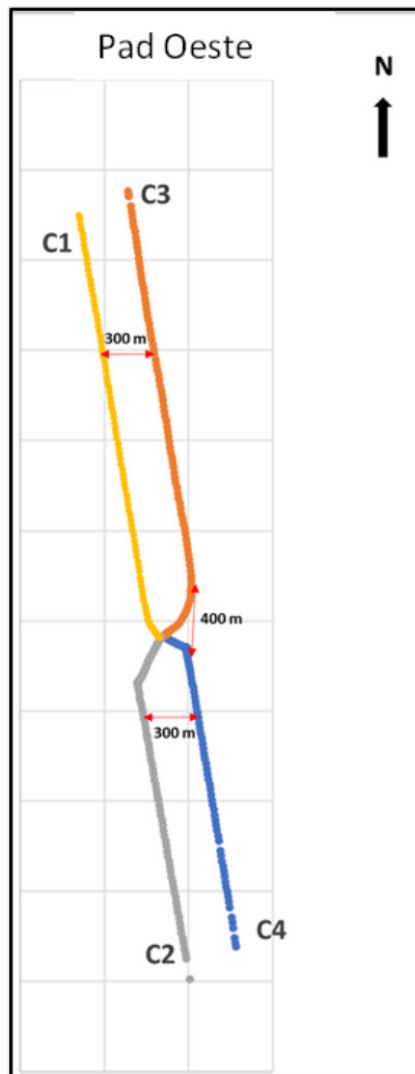


Figura 15. Esquema de *Pad* Oeste.

Comunicación: C3 >> C1

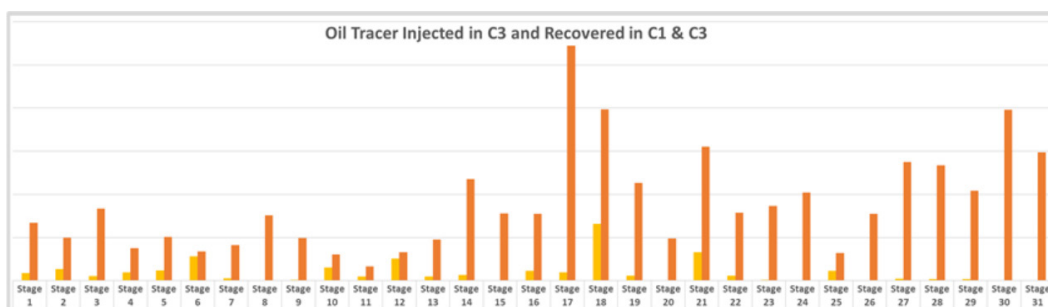


Figura 16. Gráfico Comunicación C3 >> C1.

Comunicación: C3 >> C2

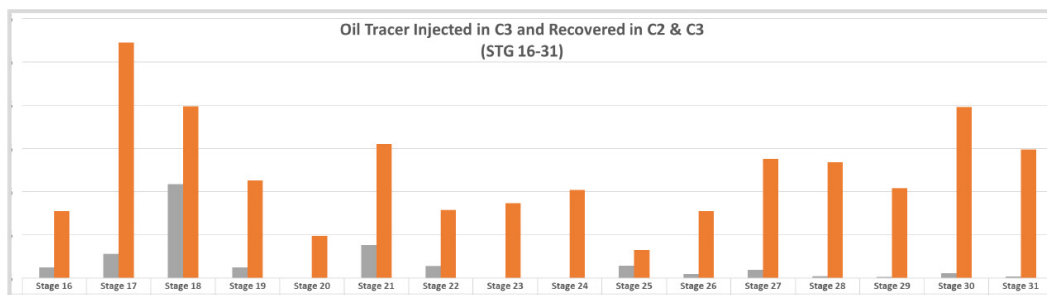


Figura 17. Gráfico Comunicación C3 >> C2

Comunicación: C3 >> C4

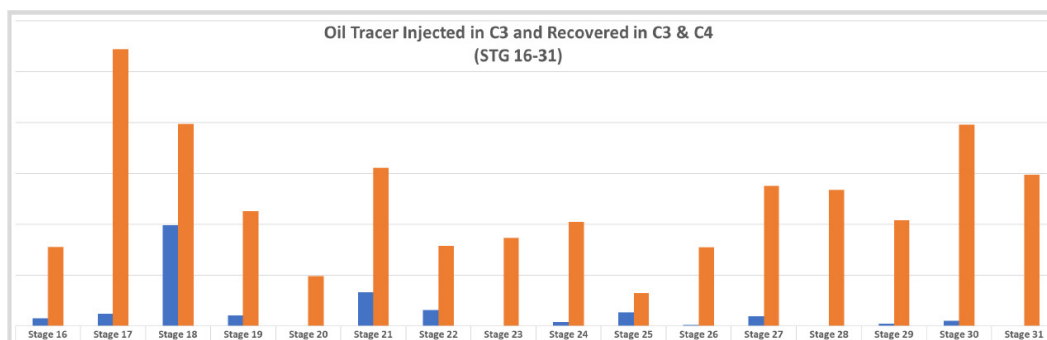


Figura 18. Gráfico Comunicación C3 >> C4

Comunicación: C2 >> C4

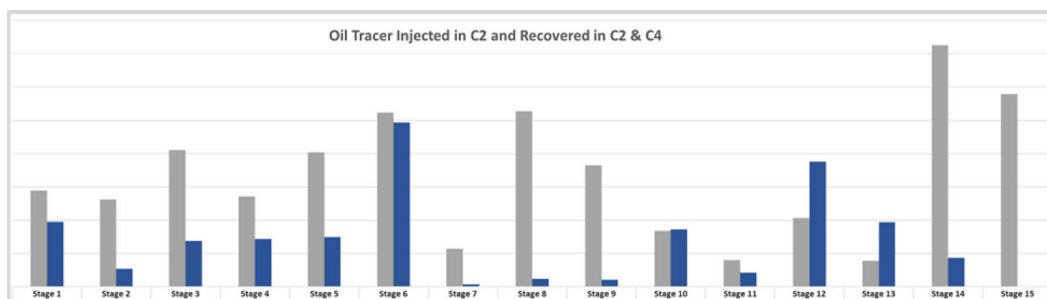


Figura 19. Gráfico Comunicación C2 >> C4.

En figuras 20 a 22, se ven las tendencias de Presiones y cambios de Chokes, es decir cambios en la condición operativa para los pozos del *Pad* Oeste.

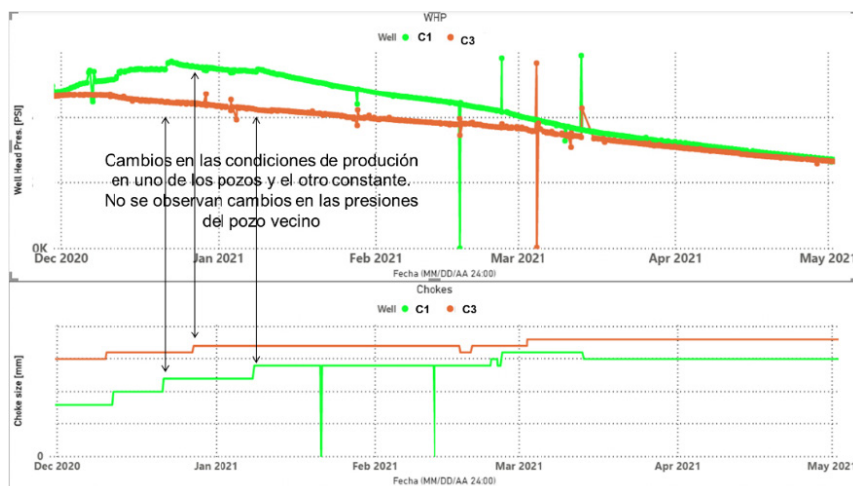


Figura 20. Tendencia de Presiones y Chokes de C1 y C3.

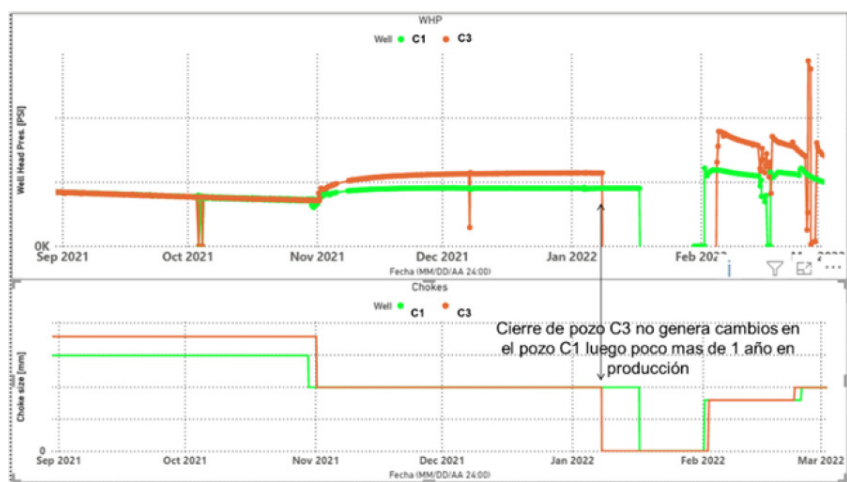


Figura 21. Segunda tendencia de Presiones y Chokes de C1 y C3

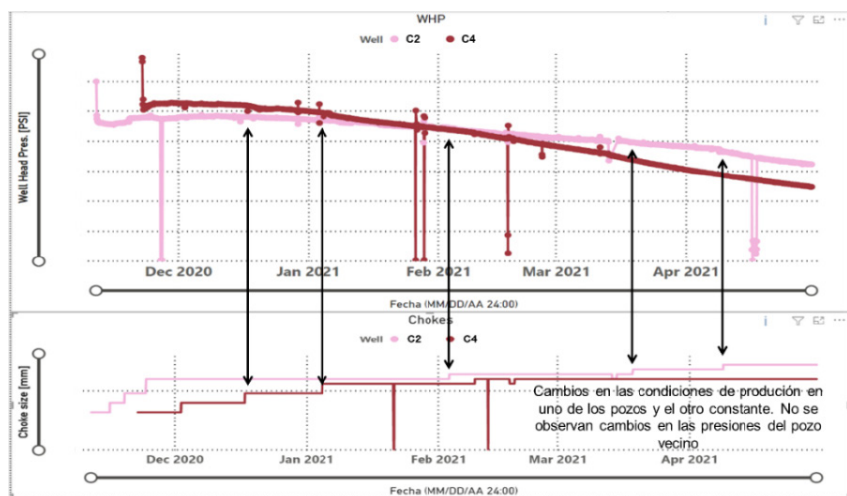


Figura 22. Tendencia de Presiones y Chokes de C2 y C4

En el *Pad Este* (Figura 23), entre los pozos B3 y B4, se observa un comportamiento similar al de los pozos del *Pad Oeste*. En las figuras 24 y 25 se evidencia que los trazadores bombeados en B4 que fueron detectados en B3 (Agua y Petróleo), y en la Figura 26 los cambios de condiciones de producción de los pozos B3-B4 en el *Pad Este*.

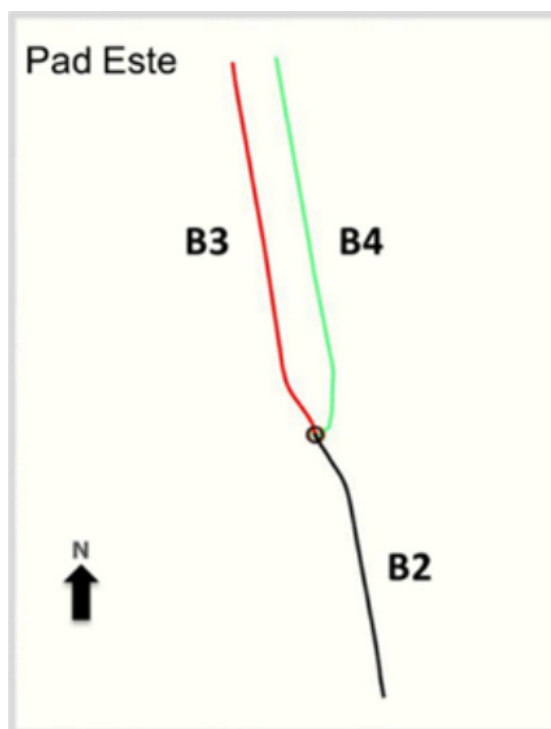


Figura 23. Esquema de *Pad Este*.

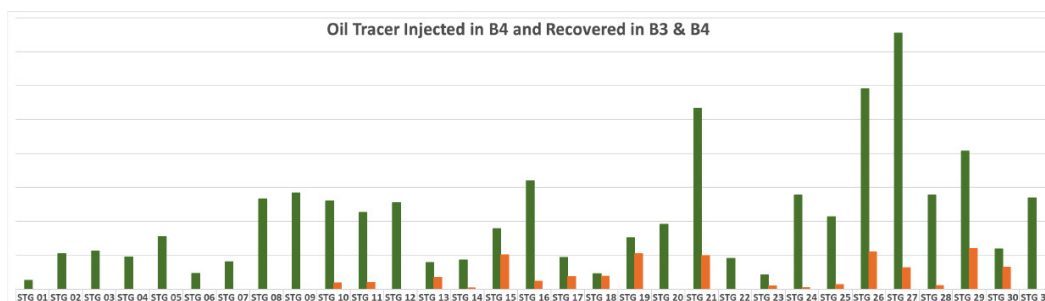


Figura 24. Gráfico Comunicación B4 >> B3 (Petróleo).

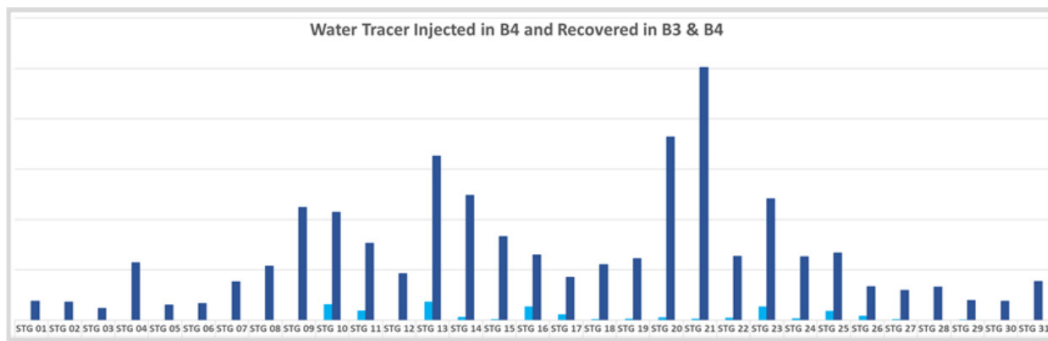


Figura 25. Gráfico Comunicación B4 >> B3 (Agua).

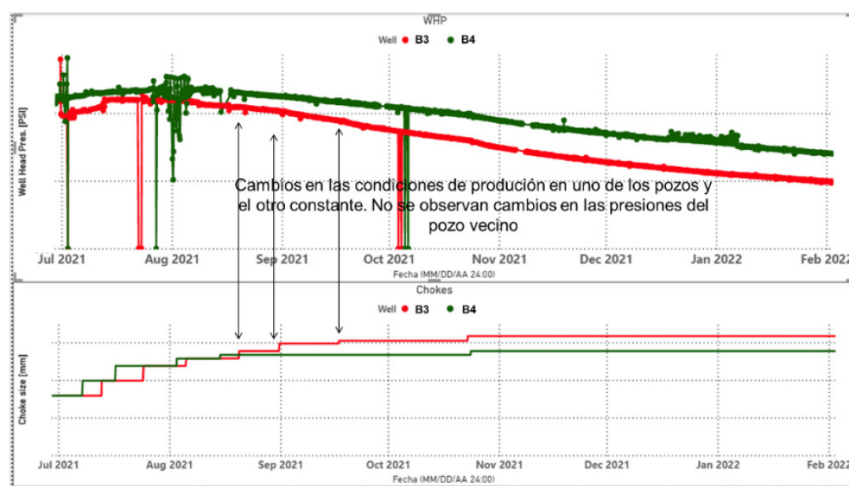


Figura 26. Tendencia de Presiones y Chokes de B3 y B4.

RELACIÓN ENTRE LA GEONAVEGACIÓN Y TRAZADORES QUÍMICOS

Durante la planificación de la perforación de los 7 pozos se consideró clave lograr posicionar los pozos en un mismo nivel estratigráfico que contenga las menores variaciones litológicas posibles con el objetivo de lograr una estimulación hidráulica homogénea y que favorezca que todas las etapas produzcan de forma similar.

Para obtener el resultado planificado todos los pozos fueron geonavegados utilizando el registro GR (*Gamma Ray*) promedio y GR azimuthal como herramienta principal de LWD (*logging while drilling*). Al finalizar la perforación de los pozos se logró posicionar el 100% de las secciones laterales dentro de la ventana de geonavegación de cada pozo. Dichas ventanas de geonavegación tuvieron un espesor que varió entre 8 y 10 metros dependiendo el nivel estratigráfico objetivo de cada pozo.

Los valores GR de cada pozo machean con los valores GR de la ventana de geonavegación y muestran homogeneidad a lo largo de las secciones laterales por lo que estimamos que han sido

un buen punto de partida para realizar una estimulación hidráulica homogénea.

Sobre este escenario es que se enviaron los trazadores químicos, tanto agua como petróleo. En las siguientes imágenes veremos en mayor detalle lo descripto en párrafos anteriores.

Pozo C2 (Pad Oeste)

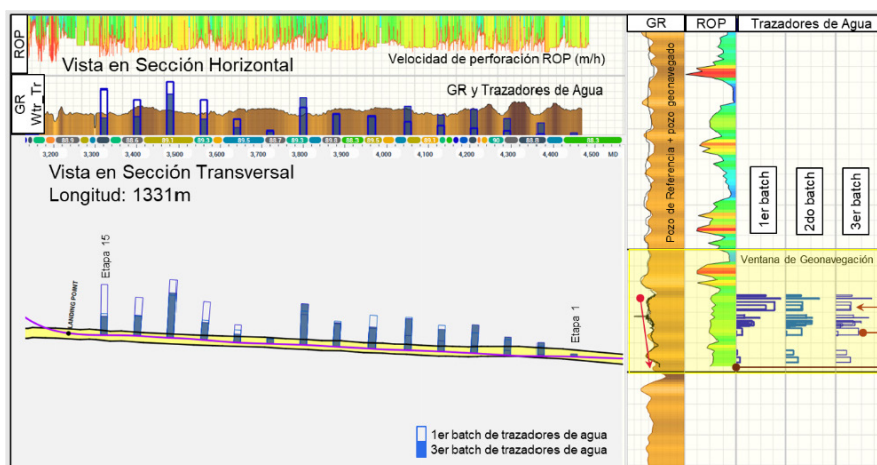


Figura 27. Geonavegación pozo C2, trazadores de agua: en amarillo la ventana de geonavegación sobre sección transversal, registro GR y ROP (Rate of Penetration, que significa Tasa de Penetración) sobre vista en sección horizontal. En vista verticalizada, GR pozo de referencia en marrón y GR del pozo geonavegado en negro; ROP (m/h) del pozo geonavegado proyectado sobre el pozo de referencia y, de 1er batch a 3er batch de agua en tracks hacia la derecha.

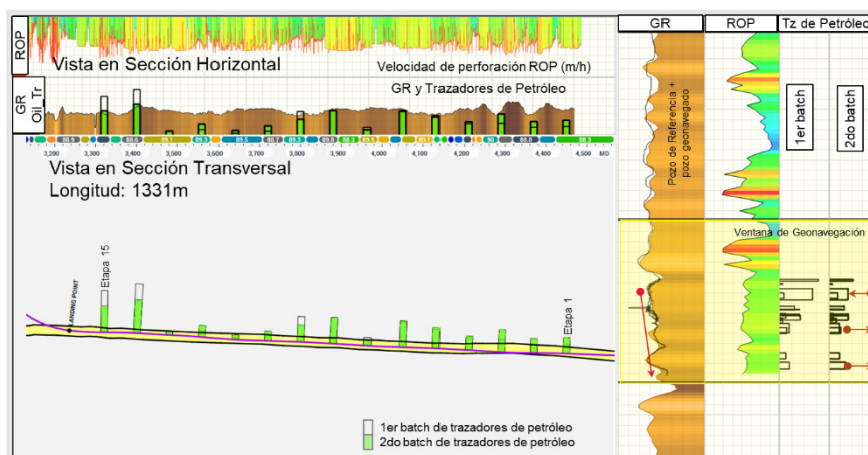


Figura 28. Geonavegación pozo C2, trazadores de petróleo: detalle de formato imagen igual que Figura 27 con batch trazadores de petróleo (1er batch y 2do batch) en tracks hacia la derecha.

El registro de GR de la zona donde se perforó la sección lateral presenta un ligero incremento desde el punto de aterrizaje del pozo hacia la profundidad final, esto puede visualizarse más fácilmente en la vista verticalizada con la flecha en rojo que inicia en 70 y finaliza en 100° gapi.

El ROP es más rápido en los valores de GR más altos y ligeramente más bajo en los GR más bajos.

Las figuras 27 y 28 muestran la distribución de los trazadores de agua y de petróleo respectivamente que puede relacionarse con el comportamiento del GR arriba detallado. La tendencia de incremento en el GR se destaca en las imágenes con una flecha roja. Paralelamente, en el comportamiento de los trazadores se observa que, desde la zona media hacia el nivel inferior de la ventana de geonavegación se observa un incremento en el aporte de las etapas mientras que las etapas ubicadas en la zona alta, el aporte disminuye en el tiempo. En general y a lo largo de la sección lateral, el aporte de las etapas tiende a distribuirse más homogéneamente.

Pozo C3 (Pad Oeste)

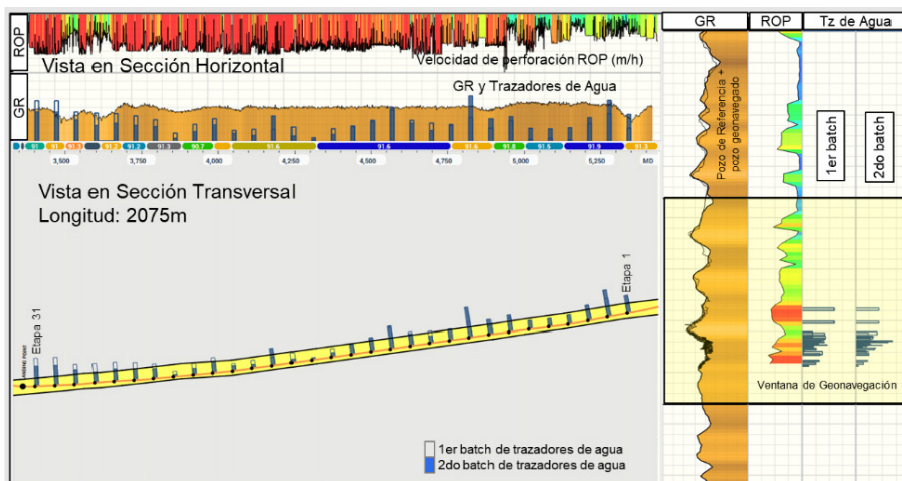


Figura 29. Geonavegación pozo C3, trazadores de agua: en amarillo la ventana de geonavegación sobre sección transversal, registro GR y ROP sobre vista en sección horizontal. En vista verticalizada, GR pozo de referencia en marrón y GR del pozo geonavegado en negro; ROP (m/h) del pozo geonavegado proyectado sobre el pozo de referencia y, 1er *batch* y 2do *batch* de agua en tracks hacia la derecha.

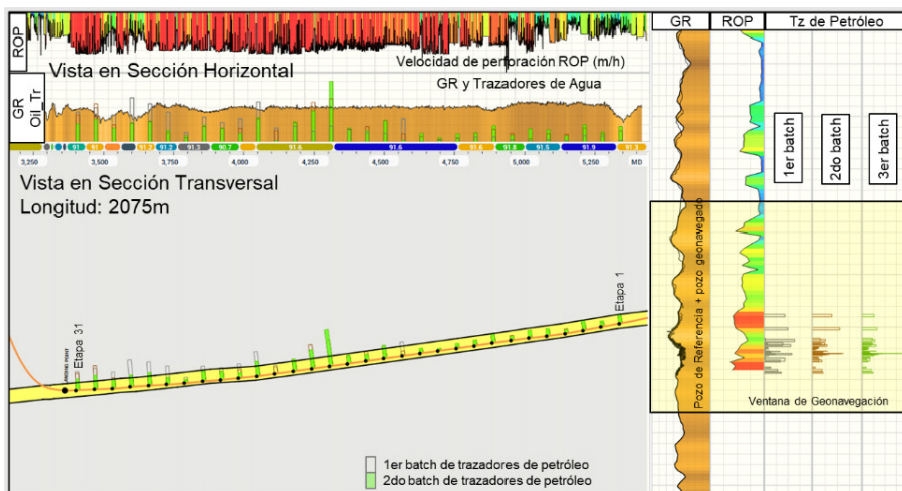


Figura 30. Geonavegación pozo C3, trazadores de petróleo: detalle de formato imagen igual que Figura 29 con 1er a 3er *batch* de petróleo en tracks hacia la derecha.

Este segundo pozo denominado C3, tiene un GR homogéneo a lo largo de la sección horizontal, presentando solo ligeras variaciones de GR hacia el aterrizaje y el final del pozo. La velocidad del trépano sobre la vista en sección horizontal muestra un avance parejo que decae hacia el final del pozo. Ambos registros, el GR y el ROP validan la homogeneidad de la capa. En la vista verticalizada el GR y el ROP muestran valores bajos que se condicen con lo que muestra la sección transversal.

Ambas figuras muestran que las etapas de fractura están mayormente sobre valores de GR y ROP altos y que presentan una evolución de los *batch* de agua y petróleo en el tiempo con tendencia a que los aportes de las etapas sean similares, aunque se destaca un valor inusualmente alto en el trazador de petróleo en la etapa 17.

Pozo C4 (Pad Oeste)

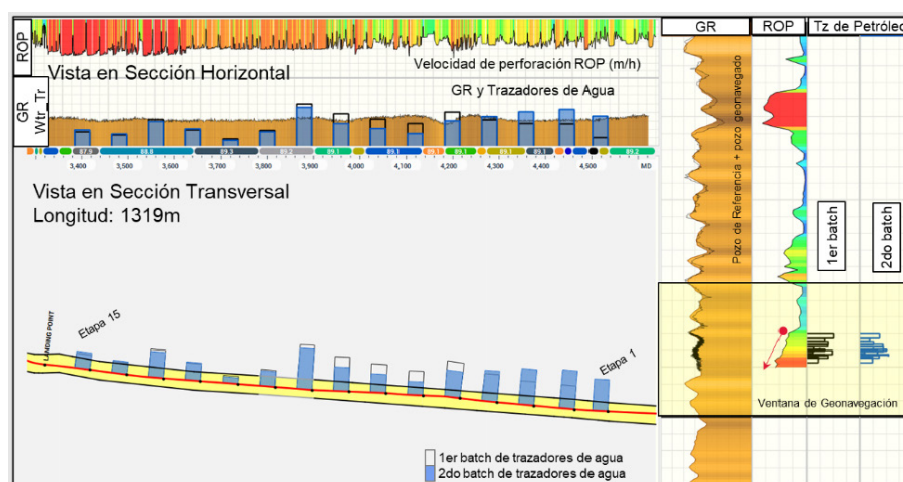


Figura 31. Geonavegación pozo C4, trazadores de agua: en amarillo la ventana de geonavegación sobre sección transversal, registro GR y ROP sobre vista en sección horizontal. En vista verticalizada, GR pozo de referencia en marrón y GR del pozo geonavegado en negro; ROP (m/h) del pozo geonavegado proyectado sobre el pozo de referencia y, 1er y 2do *batch* de agua en tracks hacia la derecha.

El pozo C4 cuenta con trazadores de agua. Evidencia un GR muy homogéneo a lo largo de toda su trayectoria horizontal, esto puede apreciarse en las vistas horizontal y vertical mientras que, el ROP muestra valores más elevados en la primera mitad del pozo como se puede apreciar en la vista en sección horizontal mientras que, de acuerdo con la vista verticalizada y con el ROP proyectado sobre el pozo de referencia, en la zona que se geonavegó muestra un incremento hacia mayores profundidades de la capa.

En cuanto a los trazadores de agua las distintas vistas en sección y verticalizadas muestran una distribución bastante homogénea en la vista verticalizada y un ligero aporte mayor hacia el final del pozo, pero tendiendo a una mejor distribución de la producción en el tiempo, comparando 1er y 2do *batch* de trazadores.

CONCLUSIÓN DE LA GEONAVEGACIÓN DEL PAD OESTE

En este pad, el pozo C2 se destaca por tener una relación entre un ligero incremento en los valores de GR y el incremento del aporte de las etapas en el tiempo. A mayores valores de GR se corresponden incrementos en el aporte de las etapas mientras que los valores bajos de GR muestran un decremento en el aporte de las etapas.

Los pozos C3 y C4 tienen las etapas de producción en niveles estratigráficos con valores relativos de GR y ROP altos y presentan una evolución en el tiempo con tendencia a que los aportes de las etapas se equilibren.

Pozo B2 (Pad Este)

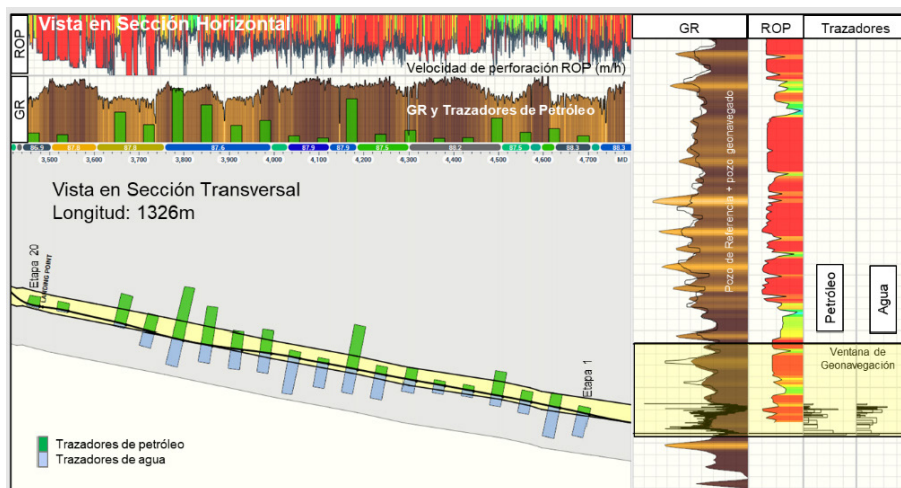


Figura 32. Geonavegación pozo B2, trazadores de agua y petróleo: en amarillo la ventana de geonavegación sobre sección transversal, registro GR y ROP sobre vista en sección horizontal. En vista verticalizada, GR pozo de referencia en marrón y GR del pozo geonavegado en negro; ROP (m/h) del pozo geonavegado proyectado sobre el pozo de referencia y en los dos tracks de la derecha, trazador de petróleo y agua.

El pozo B2 cuenta con trazadores de agua y petróleo. Este objetivo presenta un GR con ciertas variaciones que responden al comportamiento del GR del pozo de referencia.

Paralelamente a esto y también en la vista horizontal, el ROP muestra valores variables mientras que en la proyección del ROP a la vista verticalizada muestra valores variables correspondiendo los valores altos del ROP con altos GR y bajos ROP con bajos GR.

El aporte de los trazadores no muestra una relación clara y directa contra los valores del GR-ROP.

Pozo B4 (Pad Este)

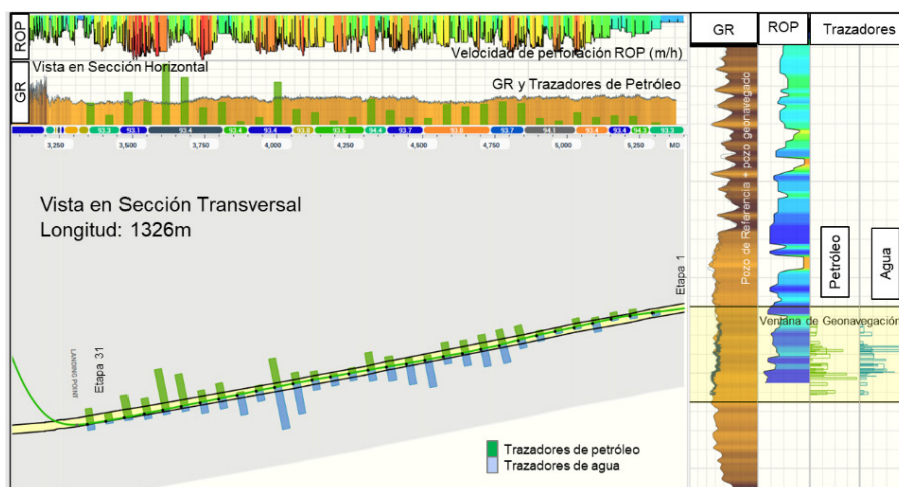


Figura 33. Geonavegación pozo B4, trazadores de agua y petróleo: en amarillo la ventana de geonavegación sobre sección transversal, registro GR y ROP sobre vista en sección horizontal. En vista verticalizada, GR pozo de referencia en marrón y GR del pozo geonavegado en negro; ROP (m/h) del pozo geonavegado proyectado sobre el pozo de referencia y en los dos tracks de la derecha, trazador de petróleo y agua.

El pozo B4, del *Pad Este*, cuenta también con trazadores de agua y petróleo. Este nivel estratigráfico geonavegado presenta un GR particular, tiene valores bajos y muy homogéneos. El ROP tiene más variaciones de lo esperado dado el GR y litología homogénea de la capa, esto se resalta en la vista horizontal. Llevando el ROP a la vista verticalizada se puede apreciar algo similar, se puede remarcar, sin embargo, que hacia la parte inferior de la capa los valores son ligeramente más altos.

El aporte de los trazadores no muestra una relación clara y directa contra los valores del GR-ROP como para recomendar una zona por sobre otra, sin embargo, se evidencia una mayor producción de petróleo en las etapas en la parte inferior de la ventana.

CONCLUSIÓN DE LA GEONAVEGACIÓN DEL PAD ESTE

El pozo B2, en particular, se destaca por tener una relación entre un ligero incremento en los valores de GR y el incremento del aporte de las etapas en el tiempo. A mayores valores de GR se corresponden incrementos en el aporte de las etapas mientras que los valores bajos de GR muestran un decremento en el aporte de las etapas.

Por otro lado, el pozo B4 tiene la particularidad de estar geonavegado en un nivel con valores de GR bajos y muy homogéneos. Los trazadores muestran valores menores de aporte hacia el tope del nivel geonavegado.

CONCLUSIONES

La tecnología de trazadores químicos ha sido más que positiva para la captura de información de proyecto no convencional en el yacimiento El Trapial en ambos pads Este y Oeste.

Demostró que todas las etapas de fracturación hidráulica pudieron entregar producción y, por lo tanto, están conectadas al pozo durante el período de producción y prueba (de 3 a 6 meses) y que los problemas operativos que derivaron en *sweeps* (barridos con agua durante las fracturas hidráulicas) aparentemente no fueron nocivos para la performance de los pozos en ninguno de los niveles.

Se demostró que siempre las etapas más cercanas al *heel* del pozo comenzaron a producir mayor cantidad de petróleo, pero luego de un tiempo las etapas del *Toe* comienzan a aportar hidrocarburo, si bien estas gráficas no se comparten en el trabajo por límite en el espacio y longitud de este. También, se demuestra que en el nivel B existe mayor cantidad de agua móvil, haciendo honor a la petrofísica interpretada en los pozos.

Los trazadores demuestran comunicación SRV (*Stimulated Rock Volume*, en español Volumen de Roca Estimulado) entre pozos tal como se esperaba, sin embargo, la producción a corto y mediano plazo no muestra ninguna interferencia de presión.

Estos resultados son evidencias de que el distanciamiento de los pozos al mismo nivel podría reducirse al actual valor utilizado de 300 metros (el mismo de estos dos primeros pads), por supuesto que para ello es necesario también mantener el diseño de terminación empleado en estos pads. Indicando entonces que los valores de distanciamiento utilizados en los yacimientos en desarrollo en la zona proximal de Vaca Muerta son también válidos para la zona distal.

REFERENCIAS CITADAS

- Wagner, O.R., Baker, L.E., and Scott, G.R. "The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects" (1974).
- Chu, W., Scott, K., Flumerfelt, R. and Chih-Cheng Chen. "A New Technique for Quantifying Pressure Interference in Fractured Horizontal Shale Wells." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191407-MS>