

USO DE TRAZADORES QUIMICOS DE GAS REVELA DETALLES DE LA LIMPIEZA DE UN POZO DE GAS NO CONVENCIONAL EN LA FM.VACA MUERTA

Autores: YPF, Daniela Ceccon, (daniela.ceccon@ypf.com) ; Y-TEC, Daniel Garcia
(daniel.gerardo.garcia@ypftecnologia.com); Joaquín Ramírez
(joaquin.ramirezmartinez@ypftecnologia.com) ; Tracerco, Patricio Panichelli
(patricio.panichelli@tracerco.com)

Sinopsis

En un pozo horizontal multifracturado que navega una formación no convencional como el shale, ya sea en la ventana de petróleo o gas, surgen los siguientes interrogantes: ¿producen todas las etapas de fractura? ¿Cuáles producen más? y ¿por qué? ¿Se produce el agua inyectada o agua de formación? Estos y muchos otros son los interrogantes que se intentan responder. Para ello es necesaria la introducción de nuevas tecnologías, como el uso de trazadores químicos, que nos ayuden a mejorar el entendimiento del sistema reservorio-fractura-pozo.

Un desafío que se presenta aparte de la selección de horizontes dentro de la Formación Vaca Muerta es el proceso de limpieza en los pozos de shale gas de forma de garantizar la mejor performance del pozo durante su etapa vida útil, siendo de vital importancia conocer como este proceso se lleva a cabo a lo largo de toda la sección horizontal.

El proceso de limpieza de un pozo durante flowback, y la cronología de apertura de chokes en un pozo de gas fueron estudiados usando trazadores específicos diseñados para acompañar la fase gas.

El paper presenta el estudio de caso de un pozo de gas no convencional perforado en la formación Vaca Muerta atravesando dos horizontes productores, es decir, el pozo fue un pozo inclinado (80°) para poder atravesar ambos horizontes y de esta forma evaluar el proceso de limpieza y también comparar la productividad de ambos de forma de poder definir el horizonte más productivo de navegación para el desarrollo.

En este proyecto, fue posible evaluar la limpieza del pozo, que mostró ser un proceso gradual, correlacionando la entrada en producción de todas las etapas estimuladas con el tiempo y verificando los comportamientos del mismo ante los cambios de orificio (choke) de producción. Otras correlaciones fueron posibles, como la diferencia en litología y profundidad TVD de las diferentes zonas.

Los trazadores utilizados, tanto para la fase gas como para la fase agua, permitieron identificar el proceso gradual de entrada en producción de todas las zonas del pozo, ayudando a entender cómo las diferentes variables operacionales contribuyen a la dinámica de limpieza de las distintas etapas.

Bloque El Orejano – Interpretación Geológica

1. Estratigrafía y Reservorio

De acuerdo con los estudios regionales el basamento está integrado por rocas volcánicas del Triásico superior, conocidas como Grupo Choyoi (Fig 2), por encima continúan una sucesión de sedimentos volcanoclásticos y clásticos perteneciente al Gr. Precuyo, que conforma el relleno de sinrift y los depósitos basales de la cuenca.

En suprayacencia se halla un conjunto de arcilitas, limolitas y areniscas tobáceas de ambiente marino profundo con arreglo progradacional de la Fm Los Molles (Gr Cuyo inferior), correspondiente a la finalización de la etapa de subsidencia mecánica (rift) e inicio de la subsidencia térmica. Continúa de modo transicional una progradación clástica correspondiente a la Fm Lajas (Gr. Cuyo superior), depositada bajo condiciones litorales asociadas a ambiente deltaico.

Suprayace la Formación Lotena (Grupo Lotena Inferior) constituida por areniscas líticas grises y pelitas rojas depositadas bajo un régimen fluvial a marino marginal.

El Grupo Lotena, continúa con los depósitos carbonáticos de plataforma distal a poco profunda correspondientes a la Formación Barda Negra que hacia el tope pasan a niveles anhidríticos indicadores de condiciones de restricción y desecación de la cuenca, representados en la Formación Auquilco (Grupo Lotena Superior).

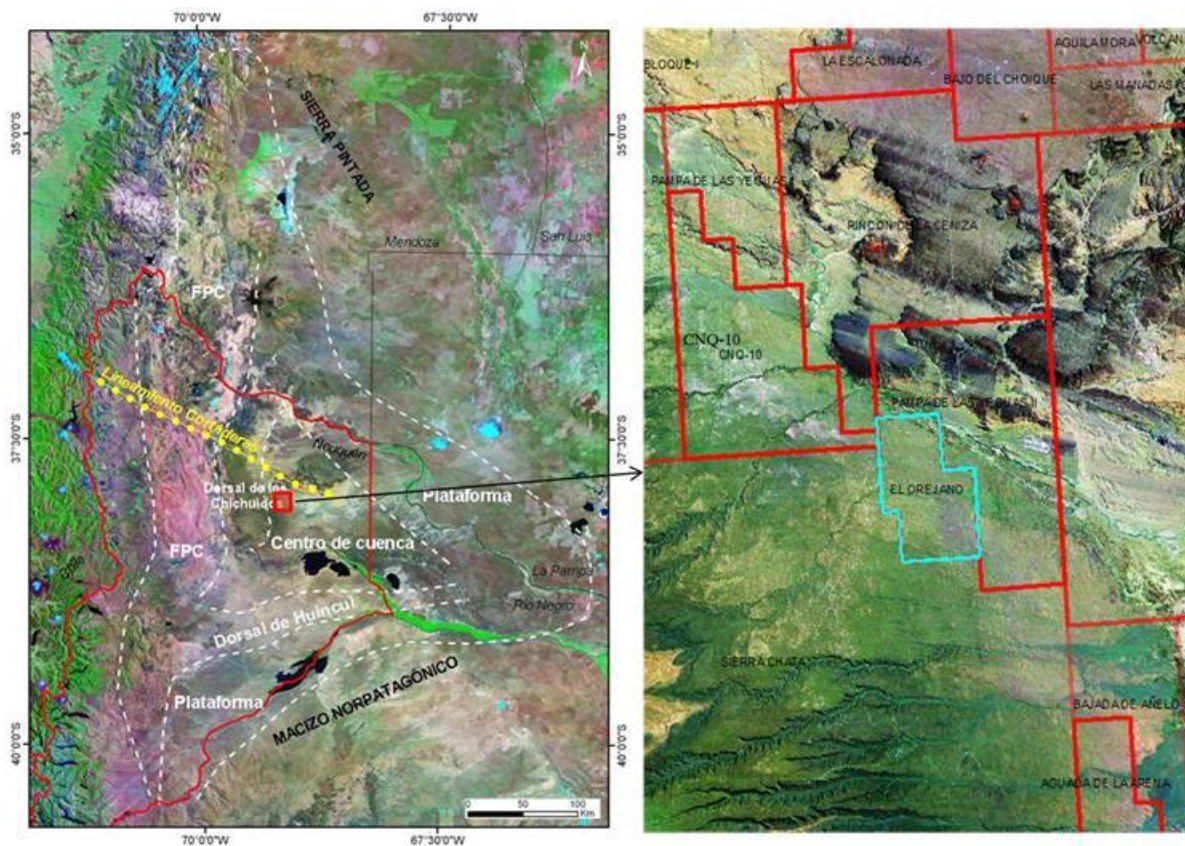


Fig 1. Ubicación del bloque El Orejano

En discordancia, se hallan los depósitos fluvio eólicos de la Formación Tordillo (Fm Sierras Blancas y Fm Catriel), compuesto por areniscas eólicas medianas a gruesas con variables cantidades de matriz arcillosa y escaso cemento calcáreo; hacia la base presenta un conglomerado de origen fluvial.

Sobreyacen los depósitos pelíticos margosos ricos en materia orgánica de la Formación Vaca Muerta de plataforma externa a interior de cuenca y los depósitos carbonáticos progradantes de plataforma media de la Formación Quintuco de edad Kimeridgiano Superior (Tithoniano)-Valanginiano Medio. Esta plataforma de sedimentación mixta fue sometida a variaciones eustáticas tanto globales como locales, las cuales habrían causado una variación lateral de facies importante.

Por encima se desarrollan depósitos fluviales pertenecientes a la Formación Centenario y a la Fm Rayoso.

Por último, la sucesión sedimentaria culmina con un conjunto de capas rojas de areniscas, conglomerados y arcilitas pertenecientes al Gr Neuquén depositados durante el Cenomaniano.

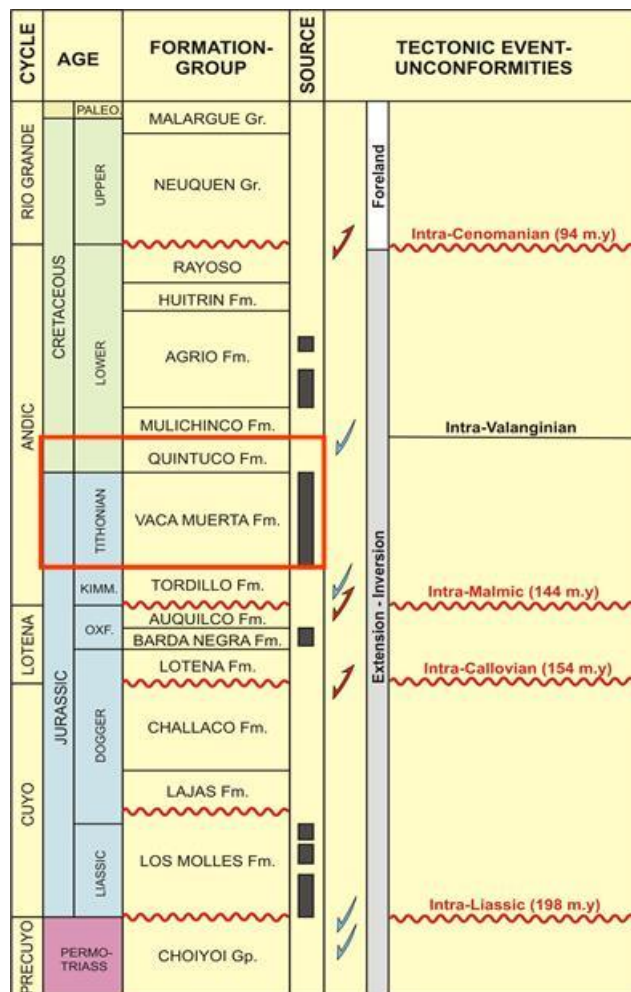


Fig 2. Columna estratigráfica con eventos tectónicos regionales.

2. Descripción de la Formación Vaca Muerta

La Formación Vaca Muerta está constituida por una sucesión de margas y arcilitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino, resultante de un periodo de máxima transgresión.

Dicha alternancia litológica responde a ciclos de dilución y productividad posiblemente influenciados por cambios climáticos. Los ciclos de dilución estarían vinculados con un mayor aporte clástico desde las áreas continentales, en tanto que los ciclos de productividad podrían reflejar fluctuaciones de temperatura y nutrientes, relacionadas con la producción biogénica en zonas superficiales (Concheyro et al, 2006).

El análisis sismoestratigráfico realizado por Mitchum y Uliana (1982), les permitió definir las principales secuencias depositacionales del intervalo correspondiente a las unidades Vaca Muerta, Quintuco, Loma Montosa y Mulichinco, mostrando su íntima relación con los ciclos de variación global del nivel marino. En dicho análisis reconocieron 10 secuencias lateralmente progradantes que rellenaron una cuenca estable de aguas someras, depositándose sucesivamente desde el sudeste al noroeste. Debido a la edad decreciente de las unidades progradantes, las formaciones involucradas muestran una disposición temporal diacrónica, haciéndose más jóvenes desde el SE al NO (Fig 3).

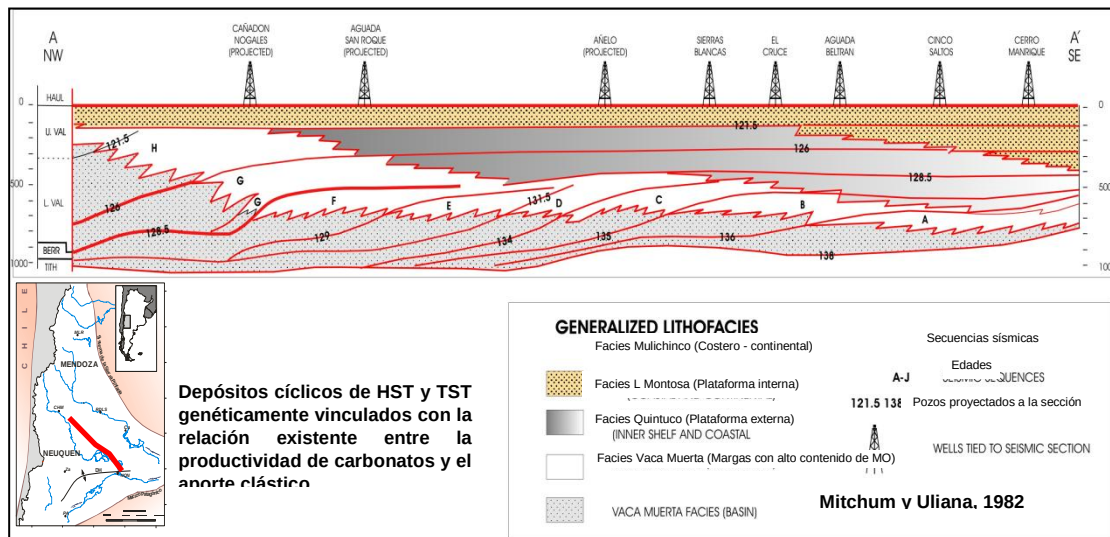


Fig 3. Sección esquemática regional tomada y modificada de Mitchum y Uliana (1982).

El intervalo sedimentario conformado por las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta constituyó un sistema general de rampa mixta siliciclástica- carbonática. En dicho contexto, dominado por mareas durante el Thitoniano, la Fm Vaca Muerta se habría acumulado en la zona distal, en ambientes de rampa externa y cuenca (Spaletti et al, 2000).

Para la Fm. Vaca Muerta en el bloque El Orejano se distinguen dos intervalos de mayor interés, el VM Inferior y un VM Superior. El intervalo VM inferior, conformado por una sucesión continua de lutitas negras muy ricas en materia orgánica. Estos niveles suelen estar vinculados a la expansión de las cuencas sobre áreas marginales y periodos transgresivos (Wignall y Newton, 2001).

Este tramo es denominado Vaca Muerta Inferior al igual que para el sector de Bloque Loma La Lata.

La sucesión continúa con la sección superior en relación de downlap y litológicamente semejante (margas/fangolitas calcáreas). Este tramo corresponde al intervalo denominado Vaca Muerta Superior.

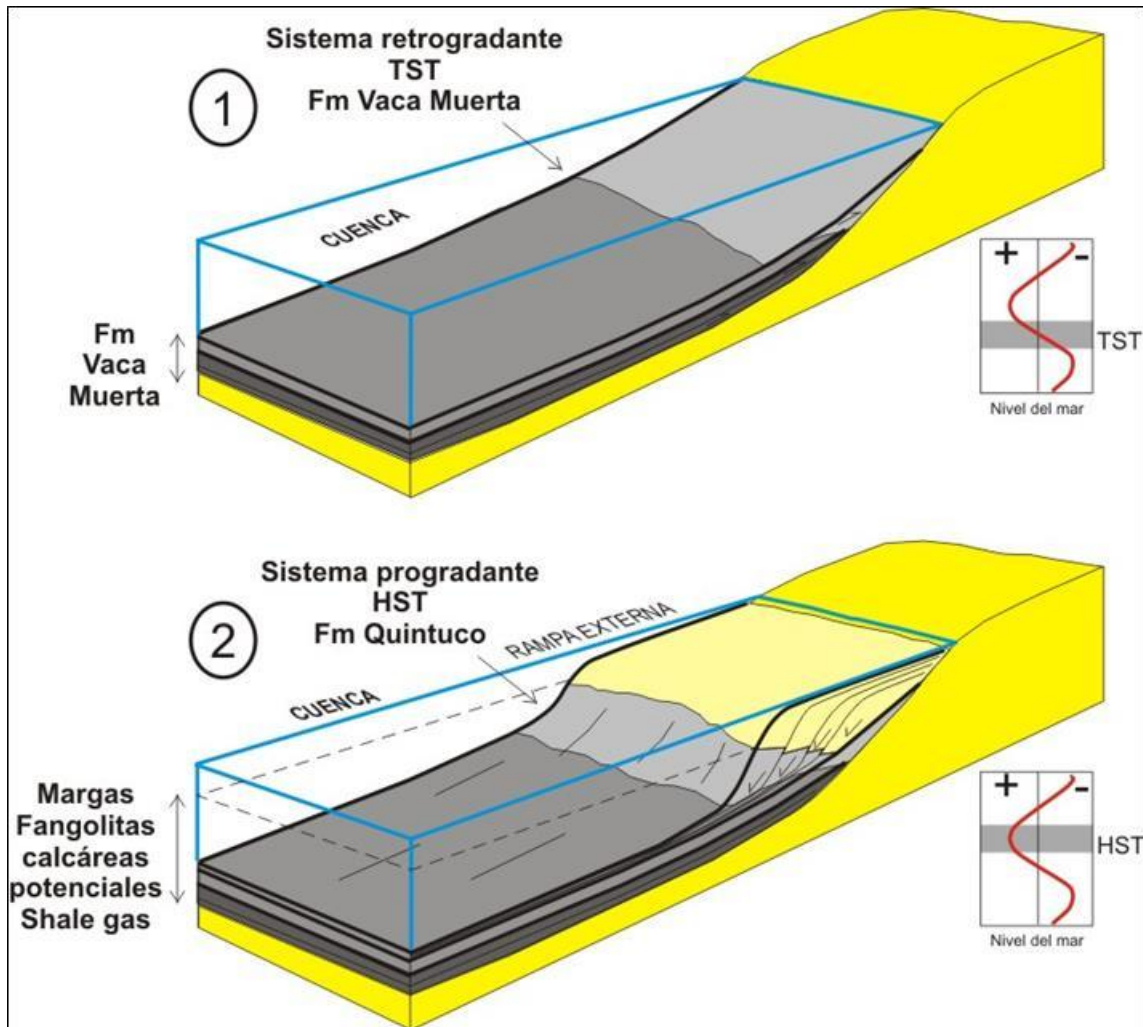


Fig 4. Block diagrama esquemático tomado y modificado de la propuesta de perforación del sondeo La Caverna.x-1. 1) ciclo transgresivo durante el cual se depositaron las sedimentitas correspondientes a la Fm Vaca Muerta en condiciones euxínicas. 2) ciclo de mar alto y posteriormente regresivo en el que se depositaron las clinoformas progradantes correspondientes a la Fm Quintuco en una rampa mixta que hacia posiciones más distales gradan lateralmente a las facies de cuenca correspondientes a la Fm Vaca Muerta.

2.1. Formación Vaca Muerta Inferior

Durante el Tithoniano temprano, luego de un periodo de mar bajo dominado por condiciones marinas restringidas hipersalinas y sedimentación fluvial, se produjo un importante ascenso relativo del nivel del mar que inicialmente inundó la cuenca, formando un depocentro somero e hipersalino.

Posteriormente el avance de las condiciones transgresivas, permitió el desarrollo de una cuenca marina amplia con un régimen hidrológico que indujo condiciones euxínicas. (Legarreta y Uliana, 1991).

En este ámbito al igual que en Loma La Lata y alrededores se observa un espesor relativamente constante de 30 metros para el intervalo Vaca Muerta Inferior. Respecto al contenido de materia orgánica, este nivel presenta la máxima riqueza y es considerado el principal nivel generador de la Fm Vaca Muerta.

En cuanto a su respuesta en la sísmica, se caracteriza por estar representado por el reflector basal de gran continuidad regional con fuerte amplitud (mínimo) y una impedancia acústica mínima.

2.2. Formación Vaca Muerta Superior

Este intervalo está conformado por las facies distales de las clinoformas progradantes de la rampa mixta de Quintuco inferior, de modo tal que se dispone en relación de downlap respecto a la Fm Vaca Muerta Inferior. Corresponde a la transición entre el evento de máxima transgresión (TST) y el sistema del nivel del mar alto (HST).

La gradación desde un tramo basal levemente menos calcáreo y rico en materia orgánica a uno más calcáreo hacia el tope se corrobora con la respuesta al GR que es levemente superior en la base y también el DT que es levemente mayor hacia la base.

El contenido de materia orgánica, se encuentra en un promedio de 3,8% alcanzando máximos de 4,5 % hacia la base de la unidad.

3. Estructura

La región de El Orejano se encuentra ubicada en el centro de la provincia del Neuquén entre varios altos estructurales importantes: el alto de Volcán Auca Mahuida-ASR al este y el Dorso de los Chihuidos al oeste.

Si bien el bloque El Orejano no presenta rasgos estructurales que indiquen alta deformación, el mismo se encuentra rodeado de zonas que se han levantado y/o hundido a lo largo de la historia geológica de la región.

Los principales rasgos estructurales se encuentran al sur del bloque asociados a los sistemas de transcurrencia dextrógira que reactivan los lineamientos antiguos del precuyano (Etapa de rifting inicial).

Existen algunas pequeñas estructuras de escaso relieve que afectan delgadas porciones de la columna, evidenciando su génesis sinsedimentaria (estructuras intra-Quintuco, Tordillo y Gr. Lotena).

En lo que respecta a los lineamientos principales, la región del bloque El Orejano y alrededores es una zona con estructuras muy suaves y pendientes muy bajas, sin embargo, se encuentra atravesado en su parte sur (Bloques Bandurria-ASR) por sistemas de fallas y fracturas que afectaron la secuencia sedimentaria en distintos tiempos y niveles estratigráficos. Los patrones más importantes son el ONO, NE, NNE, NNO tensional, NNO inverso y ENE (Cristallini, 2005) (Fig 5).

El patrón ONO está vinculado a las fallas que limitaban los hemigrábenes precuyanos durante la extensión mecánica de la cuenca (rifting inicial). Fue reactivado con posterioridad con componente de rumbo dextral y nucleando fallas del patrón NNO. Este patrón está muy bien distribuido en toda la región sur. (Fig 6).

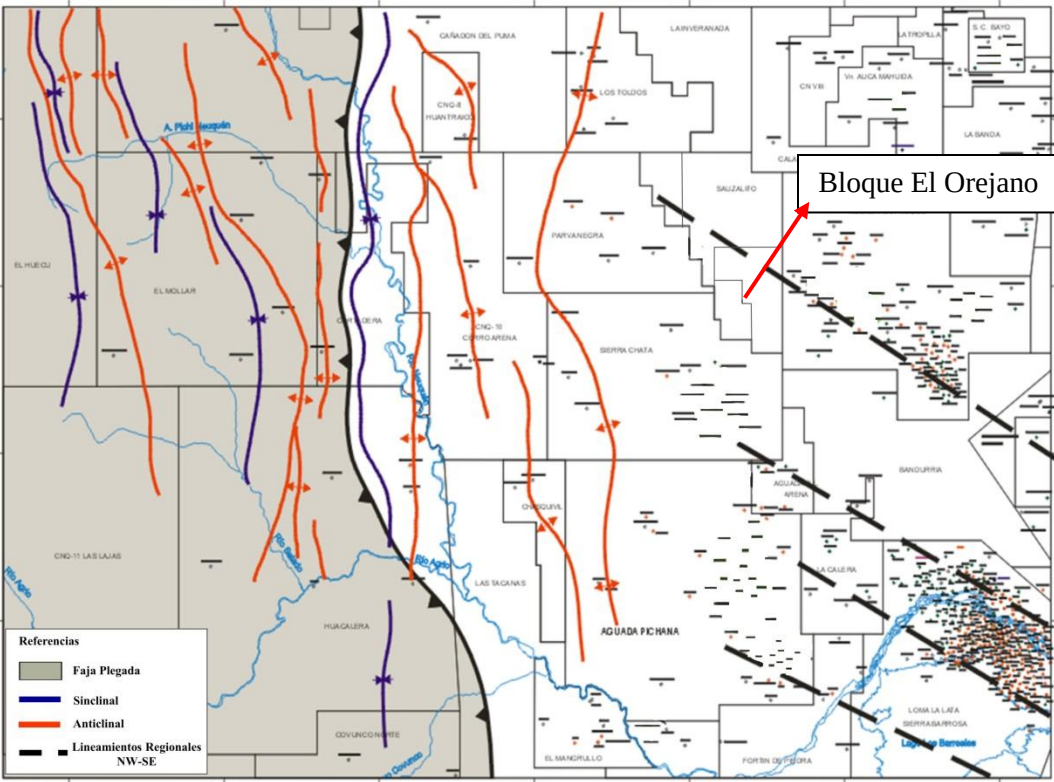


Fig 5. Mapa de estructuras regionales. Principales lineamientos y estructuras observadas.

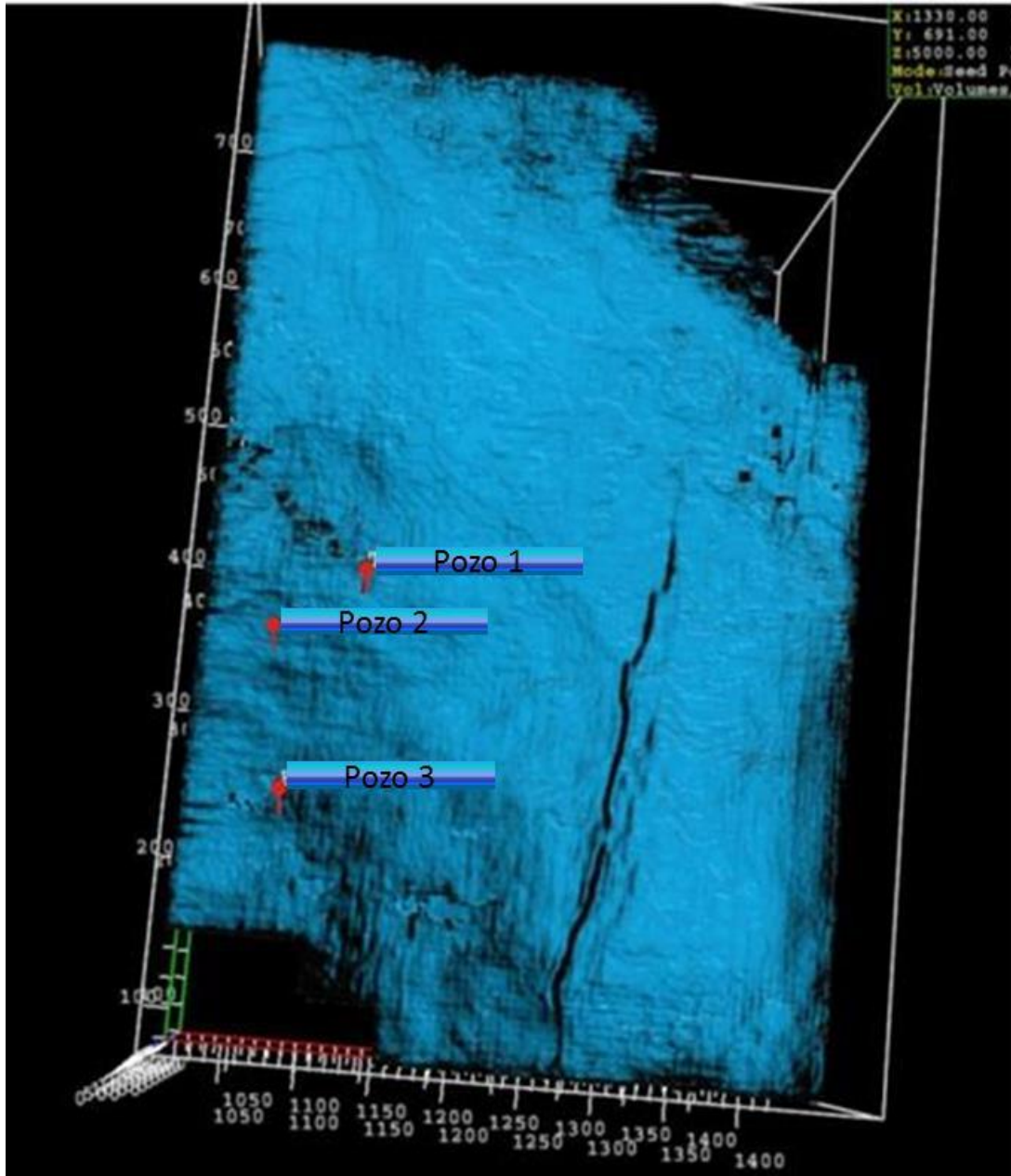


Fig 6. Mapa de Varianza intra-Quintuco. Principales lineamientos y fallas observadas

En el plano estructural (figura 7B) al tope de la Fm. Quintuco puede observarse que por tratarse de una posición periférica al Dorso de los Chihuidos, la zona se caracteriza por una suave trepada homoclinal hacia el O-SO, esbozando en pequeño espolón con continuidad hacia el bloque de Sierra Chata.

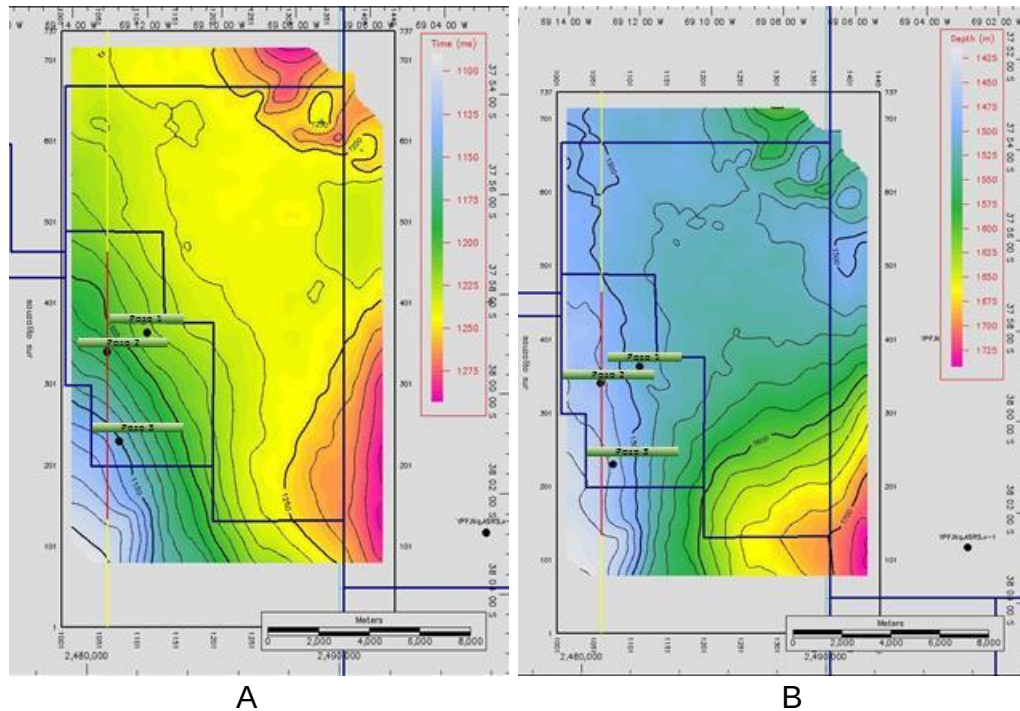


Fig 7. (A) Mapa isócrono al tope de la Fm. Quintuco
(B) Mapa estructural al tope de la Fm. Quintuco

Estrategia de completación del pozo

El pozo fue perforado de manera slanted down dip (fig.8), teniendo como objetivos 2 niveles productivos: Nivel Superior y Nivel Inferior.

La terminación fue mediante el sistema de plug&perf con 21 etapas de fracturas de las cuales 10 etapas están en el Nivel Superior, 10 en el Inferior y una sola en un nivel intermedio, que si bien no es objetivo en esta etapa de desarrollo, fue agregada para entender el aporte en la zona de transición entre ambos niveles.

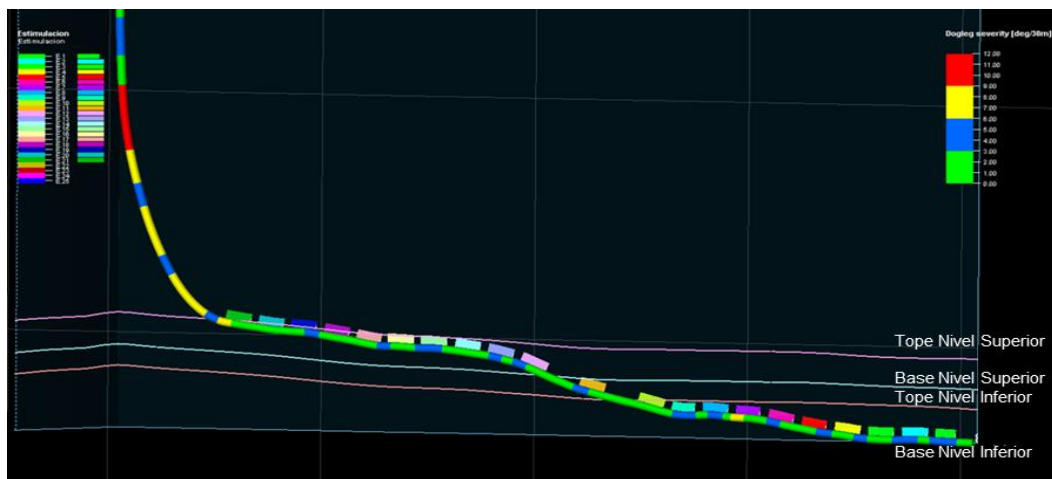


Fig 8. Trayectoria del pozo slanted

Analizando el modelo estático, la Porosidad Total del Nivel Superior es levemente mayor que la del Nivel Inferior. Los clusters para la terminación fueron seleccionados a partir del perfil de GR, que nos permite diferenciar niveles con un radioactividad natural más alta correspondiente a arcilla, de niveles calcáreos, de manera de poder lograr una buena divergencia durante la etapa de fractura.

Durante la estimulación se bombearon trazadores de gas y de agua con la finalidad de evaluar la productividad de los niveles. Como puede observarse en la Fig. 9. de las 21 etapas de fractura realizadas se utilizaron 17 trazadores de gas debido a que no se dispone de 21 trazadores distintos.

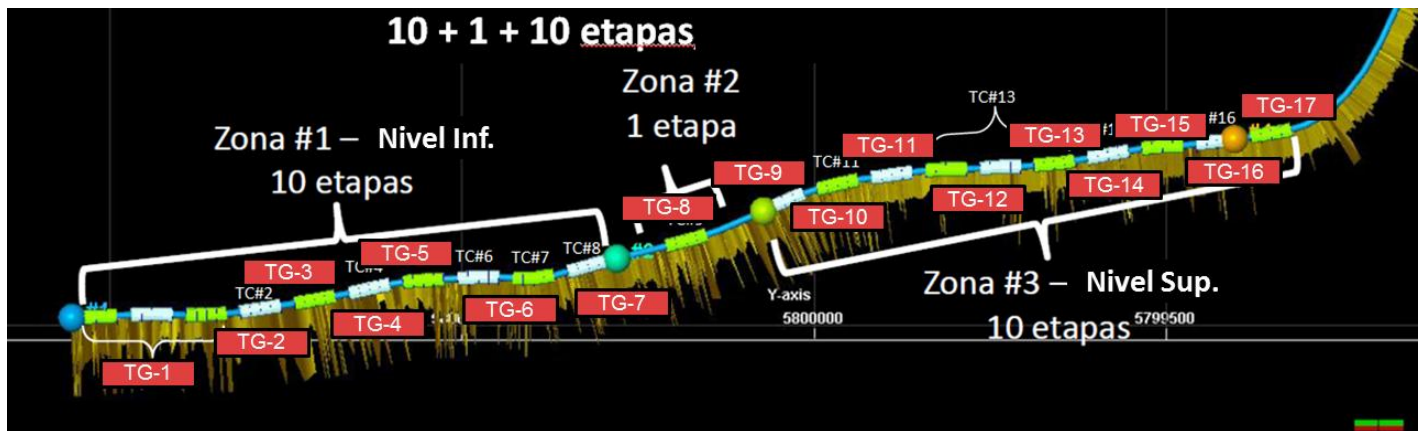


Fig 9. Etapas de fractura y distribución de los trazadores de gas

Breve historia de la tecnología de Trazadores Químicos de Gas

El uso de trazadores en la industria de petróleo y gas tiene una trayectoria de casi 70 años. Otras disciplinas, como la hidrogeología y la geotermal utilizaron trazadores para estudiar el transporte de fluidos en acuíferos y rocas geotermales fracturadas antes que la industria del petróleo comenzara a usar trazadores para caracterizar reservorios, alrededor del año 1950. Los primeros trazadores utilizados eran radioactivos, principalmente isótopos del agua. Por razones de seguridad y medio ambiente fueron reemplazados por trazadores químicos, ya que son amigables con el medio ambiente y no presentan riesgos a la salud.

En reservorios convencionales, los trazadores son inyectados en pozos inyectoros para evaluar la eficiencia del programa de recuperación secundaria o terciaria. Trazadores de gas fueron utilizados en reservorios convencionales, por lo menos, desde la década de 1970 (*Wagner et al 1974, Wagner 1977*). En yacimientos no convencionales, sin embargo, el análisis de retorno de trazadores es usado para determinar la efectividad de la estimulación hidráulica y la conectividad de las fracturas creadas. Los estudios de trazadores en pozos no convencionales buscan tres objetivos: (1) Identificar la efectividad de la estimulación y/o confirmar el flujo de todo el pozo, (2) las regiones de mayor potencial en formaciones de gran extensión vertical y (3) determinar el grado de conexión o interferencia entre pozos vecinos. Este último punto es de gran importancia para definir el espaciamiento entre pozos y las dimensiones del plan de estimulación óptimo.

En comparación con otras mediciones “de herramientas”, que proveen una imagen puntual en el tiempo, el uso de trazadores químicos tiene la capacidad de monitorear el flujo de las diferentes zonas del pozo durante un período mayor, de forma continua, no-intrusiva, sin riesgo y llegando hasta 6 meses de lectura. Una recopilación completa de los métodos de estimación de flujo por zona en pozos multifracturados puede obtenerse en *Lal et al (2017)*.

Como los datos de campo rara vez son perfectos o completos, los mejores resultados de interpretación son obtenidos al contrastar y comparar las diferentes fuentes de información disponibles al ingeniero de reservorios (*King et al 2014*). En la literatura pueden encontrarse ejemplos de correlación entre los resultados de trazadores, la geología y otras fuentes de información, como PLTs, pruebas de camisas, y microsísmica. (*King et al. 2011, Spencer et al. 2013, Dang 2016, Lal et al. 2017*)

Los trazadores químicos son compuestos solubles en la fase objetivo, que puede ser tanto el agua, el petróleo o el gas. Pueden ser tanto líquidos como sólidos, deben ser estables a condiciones de reservorio y a lo largo de todo el proceso de bombeo, tener un coeficiente de partición lo mínimo posible para otras fases, no sufrir absorción a la roca del reservorio, tener un bajo límite de detección, y ser amigables con el medio ambiente (*Dugstad et al 2007*). Los trazadores de hidrocarburos utilizados en este estudio forman una emulsión inestable en el fluido de fractura, y se disuelven en la fase hidrocarburo al entrar en contacto con los fluidos de formación.

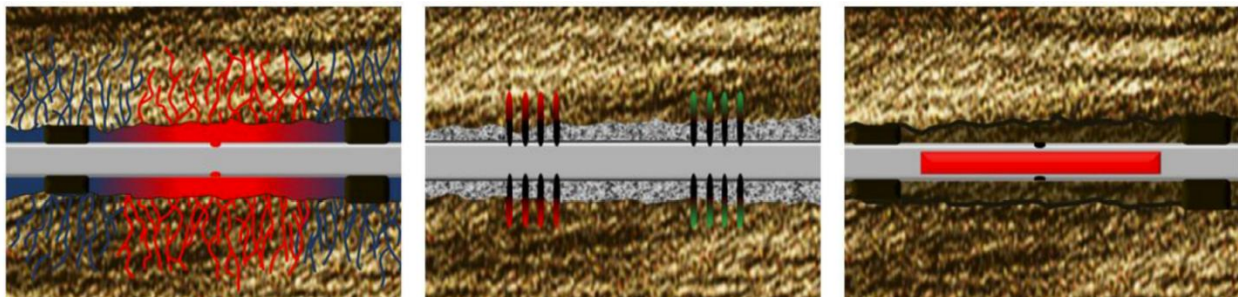


Fig 10. Esquema de las diferentes formas de aplicación de trazadores (Salman et al. 2014)

Existen tres formas de aplicación de trazadores en pozos no convencionales: (1) trazadores “de emulsión” que son bombeados junto con el fluido de fractura, (2) trazadores “de punzado” que son incorporados a las cargas explosivas de los punzados, y (3) trazadores “inflow”, que son trazadores en estado sólido incorporados a la completación del pozo con una tasa de liberación controlada (Fig.10). La gran mayoría de las aplicaciones de trazadores en pozos no convencionales sigue la primera forma de aplicación, ya que además de ser una opción con buena relación costo/beneficio, ofrece el beneficio adicional de poder medir la conexión o interferencia entre pozos.

Aplicación de trazadores químicos

Aproximadamente 300cc de trazador químico de gas y 5L de trazador químico de agua fueron inyectados en cada etapa durante las operaciones de bombeo de fluidos de estimulación. Cada especie de trazador es diferente, pudiendo ser identificado y cuantificado en superficie sin interferencia con los otros ni con componentes del fluido de fractura o de formación.

En este proyecto, **17** trazadores diferentes de gas y **22** trazadores diferentes de agua fueron utilizados. Todas las 21 etapas del pozo recibieron tanto trazadores de agua como de gas. Los trazadores de agua fueron inyectados manteniendo una concentración constante a lo largo del trabajo de estimulación, garantizando así que toda el agua de estimulación bombeada en cada etapa fue marcada a una concentración conocida. En cambio, el trazador de gas fue inyectado durante los primeros 10-15 minutos del bombeo del agente de sostén. Como no se contaba con 21 trazadores diferentes de gas al momento de realizar el trabajo, fue necesario repetir el uso de tres de ellos para cubrir la totalidad del pozo. Así, las etapas 1-3; 8-9 y 15-16 fueron “agrupadas” al usar el mismo trazador de gas. Esta restricción de número de trazadores diferentes no se repitió para los trazadores de agua, y cada etapa del pozo recibió un trazador de agua distinto. Además, un trazador de agua adicional y diferente a los demás fue bombeado en todas las etapas de la estimulación. Este trazador es llamado de “trazador global de agua”, y cumple la función de monitorear la dilución de agua de flowback con el agua de formación, que no está trazada.

Stage	Gas	Water	Global Water
1	G-01	W-01	W-22
2	G-01	W-02	W-22
3	G-01	W-03	W-22
4	G-02	W-04	W-22
5	G-03	W-05	W-22
6	G-04	W-06	W-22
7	G-05	W-07	W-22
8	G-06	W-08	W-22
9	G-06	W-09	W-22
10	G-07	W-10	W-22
11	G-08	W-11	W-22
12	G-09	W-12	W-22
13	G-10	W-13	W-22
14	G-11	W-14	W-22
15	G-12	W-15	W-22
16	G-12	W-16	W-22
17	G-13	W-17	W-22
18	G-14	W-18	W-22
19	G-15	W-19	W-22
20	G-16	W-20	W-22
21	G-17	W-21	W-22

Fig 11. Distribución de trazadores por etapa

Durante el período de flowback, muestras de agua y gas son recolectadas e identificadas, y enviadas para análisis de trazadores. El tiempo de vida del estudio dependerá de la producción acumulada del pozo, variando entre 1 y 6 meses. Al final del estudio de trazadores, el porcentual de masa inyectada de cada trazador que fue recuperada es evaluado y comparado. Esta comparación forma la base cuantitativa del estudio.

Al momento de escribir este trabajo, un total de **39** muestras de gas y **41** muestras de agua han sido colectadas y analizadas, lo que equivale a **3 meses de producción**. El trabajo de colecta de muestras aún continúa, por lo que el tiempo de estudio de este proyecto superará los 3 meses.

Flowback del pozo y parámetros operacionales

El procedimiento de apertura y puesta en marcha del pozo se rige por la política de apertura establecida para el yacimiento de Shale Gas El Orejano.

Por experiencia de los pozos ya perforados en el área, se conoce que la forma en que el orificio de producción es gerenciado tiene un alto impacto en la producción del pozo, y a su vez en su rentabilidad.

De no hacerlo, es conocido el deterioro de la conductividad de las fracturas hidráulicas en los reservorios no convencionales, cuando se ejerce un elevado stress neto sobre el agente sostén, lo cual trae daño como empotramiento, ruptura y migración de finos, ocasionando que al aporte de fluidos se vea disminuido.

En el caso del pozo estudiado, se realizó una apertura gradual, iniciando con orificio (choke) de diámetro reducido. Ese diámetro fue aumentándose gradualmente a medida que se va realizando el flowback de los fluidos de estimulación y la consolidación del agente de sostén dentro de las fracturas.

En este caso, se utilizaron 4 corridas de orificio, con el objetivo de ayudar a desahogar la sobrepresión propia del bombeo de la fractura hidráulica inicialmente; y luego se continuó con la política establecida en el campo. El pozo luego queda en surgencia natural, hasta el momento en que sea conveniente instalar el sistema de levantamiento artificial.

Durante el periodo de Flowback se coordinó la toma de muestras para que se las mismas sean colectadas tanto antes como después de cada cambio de orificio. Luego de la limpieza, el pozo mostró el mismo patrón de comportamiento que el resto de los pozos del área.

La Fig 12 ilustra las variaciones en presión de cabeza, caudal de agua y caudal de gas durante el período estudiado. Se pueden observar los cambios en el régimen de producción del pozo luego de cada cambio de choke, y están identificadas todas las muestras colectadas, como cruces, tanto en el gráfico de caudal de agua como de gas.

Notablemente, el caudal de gas muestra cambios drásticos de producción durante este período, multiplicándose casi 10 veces. Por otro lado, el agua también mostró incrementos relacionados a los cambios de choke, pero con menor intensidad, el caudal de agua aumenta un 300% solamente. Parte del estudio se centra en explicar estos cambios y los fenómenos detrás del proceso de limpieza del pozo.

La presión de cabeza de pozo muestra, en general, un aumento a lo largo del período estudiado; este efecto está correlacionado a los cambios de densidad promedio en la columna de producción: la relación agua-gas cambia drásticamente durante el período estudiado. Aún con una presión de fondo decreciente, la presión de cabeza muestra un aumento debido a este efecto.

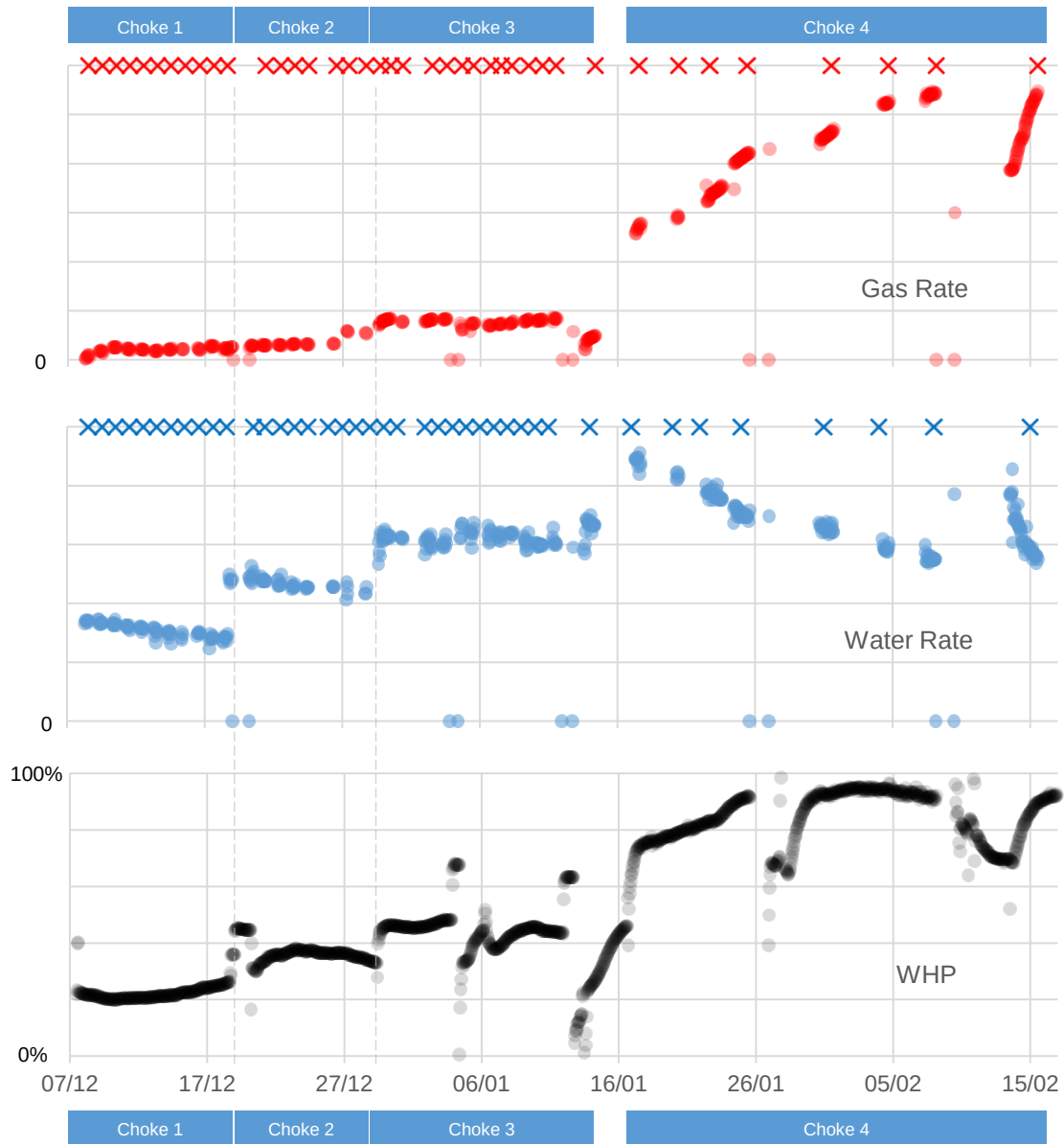


Fig 12. Parámetros operativos del pozo durante el período estudiado.

Interpretación de los datos del estudio de trazadores

1. Método de cálculo

El método utilizado para alocación de la producción está basado en la recuperación másica de los trazadores bombeados. Las concentraciones medidas en cada muestra y las producciones acumuladas, son utilizadas para calcular la recuperación másica de trazadores a cada momento del estudio:

$$m_{prod} = \int_{t_1}^{t_2} Q \cdot C \, dt$$

Para cada etapa/trazador, es calculado el porcentual de masa producida, sobre el total bombeado. Los porcentuales de recuperación son comparados para establecer la distribución de flujo entre las diferentes etapas del pozo. Una etapa con alto caudal de gas, por ejemplo, recuperará un alto porcentaje del trazador de gas, ya que tendrá un flujo másico mayor, en comparación con una etapa con flujo marginal. El mismo proceso se hace tanto para los trazadores de gas como los trazadores de agua.

Esto permite evaluar la distribución de producción a lo largo de todo el estudio (el resultado consolidado), así como la distribución del flujo durante períodos específicos del estudio (resultados por período), o por muestra (resultados muestra-a-muestra).

2. Trazadores de Agua

El objetivo de los trazadores de agua, fue evaluar el avance de la etapa del flowback, etapa por etapa, en ambos niveles navegados. Para ello se utilizó un trazador de agua diferente por cada etapa fracturada. Además, utilizando un trazador de agua común en todas las etapas, se buscó estimar el volumen de agua de formación (agua no trazada) que pudiese estarse produciendo.

Desde las primeras muestras de agua, todos los 21 trazadores fueron identificados, confirmando que todas las etapas estaban devolviendo agua aún desde el inicio del flowback.

Inicialmente, se destaca el flowback de las etapas del heel, por sobre las del toe. A medida que se incrementa el orificio, se puede observar que la distribución de flowback de agua de estimulación es más balanceada entre heel (etapas 21-12) y toe (etapas 6-1). (Fig 13). Las etapas intermedias, que se ubican en la transición del nivel inferior (etapas 11-7), no mostraron grandes aportes al flowback de agua de estimulación a lo largo del estudio.

Una vez que se realizaron todos los cambios de orificio, y transcurrió más tiempo de producción, se puede observar que las tendencias de aporte de agua entre los niveles navegados son más parejas, siendo las etapas del heel que navegan el nivel superior las que más agua aportan. Cabe destacar, que a medida que las etapas navegadas en el nivel Inferior se acercan a la zona de transición entre ambos niveles, el aporte de agua disminuye notablemente. (Fig 13).

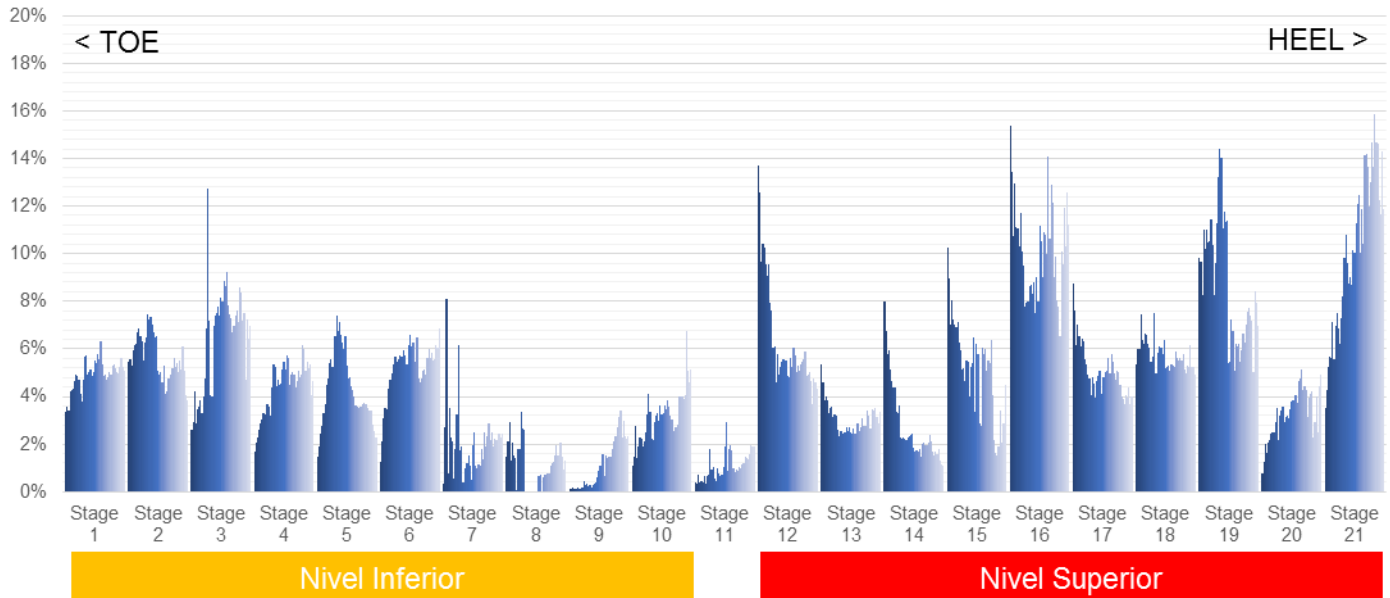


Fig 13. Porcentaje de flowback de agua por etapa, a lo largo del estudio. El gráfico muestra la evolución de contribución de cada etapa a lo largo del estudio. Por ejemplo, la etapa 21 muestra un incremento en la contribución al flowback de agua a lo largo del estudio, mientras que la etapa 15 muestra una contribución gradualmente menor. El gráfico muestra un total de 41 muestras, colectadas a lo largo de 3 meses de producción.

En resumen, podemos decir que hay buena recuperación de los trazadores de agua durante los 3 primeros meses de producción, con recuperaciones porcentuales entre 2.5% y 25%. El flowback de agua muestra aportes diferentes según el nivel navegado por el pozo, siendo el nivel superior el del mayor aporte. Los cambios de orificio no influyen considerablemente en la distribución del flowback de agua en el pozo.

3. Trazador de Agua Global

Como fue utilizado un trazador de agua adicional, común a todas las etapas, fue posible analizar la dilución del agua de estimulación por efecto de entrada de agua de formación. Comparando la concentración de bombeo, que fue controlada y mantenida constante durante todo el proceso de estimulación, con la concentración de flowback, es posible estimar el porcentaje de agua de estimulación presente en el agua de flowback. Del total del agua producida, el 27% pertenece a agua no trazada y el 73% es devolución del agua de flowback, con una tendencia decreciente a lo largo del estudio (Fig 14 y Fig 15).

Los motivos de la dilución del agua de estimulación pueden ser varios, por ejemplo, la interacción entre agua de estimulación y agua connata de formación que, aunque inmóvil, contribuye a la dilución del trazador global, o la posible entrada de agua de formación.

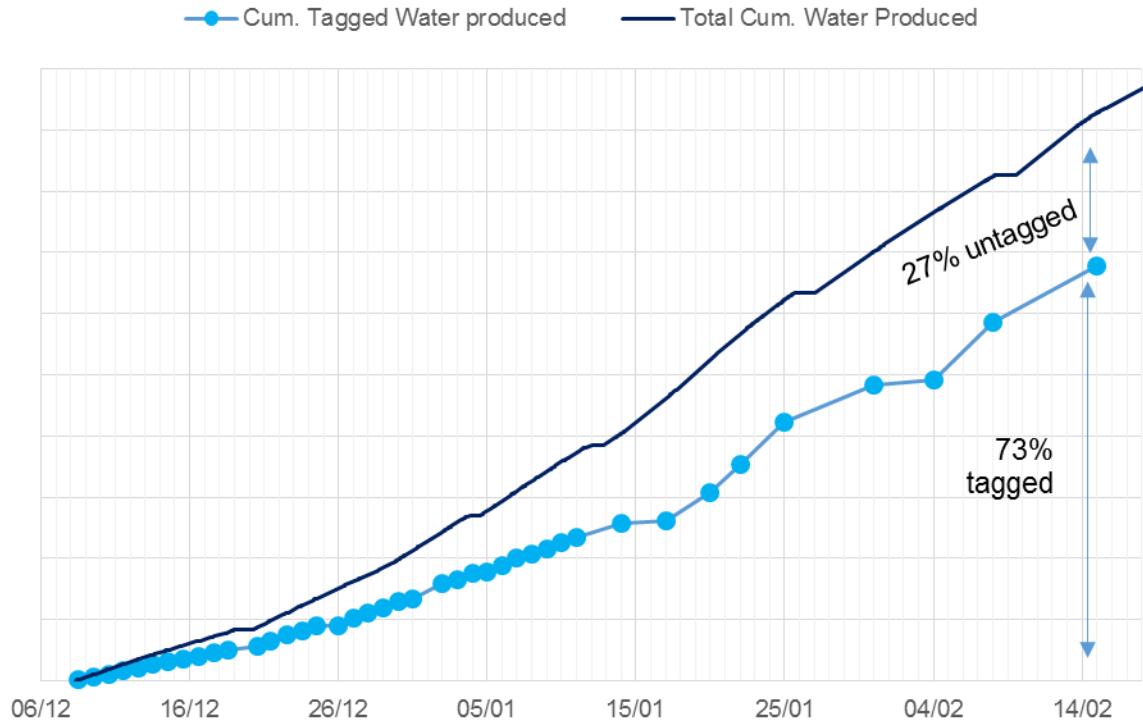


Fig 14. Distribución del agua producida por el pozo, distinguiendo entre agua trazada y agua no trazada. La gran mayoría del agua de flowback era agua trazada, indicando una baja probabilidad de entrada de agua libre de formación.

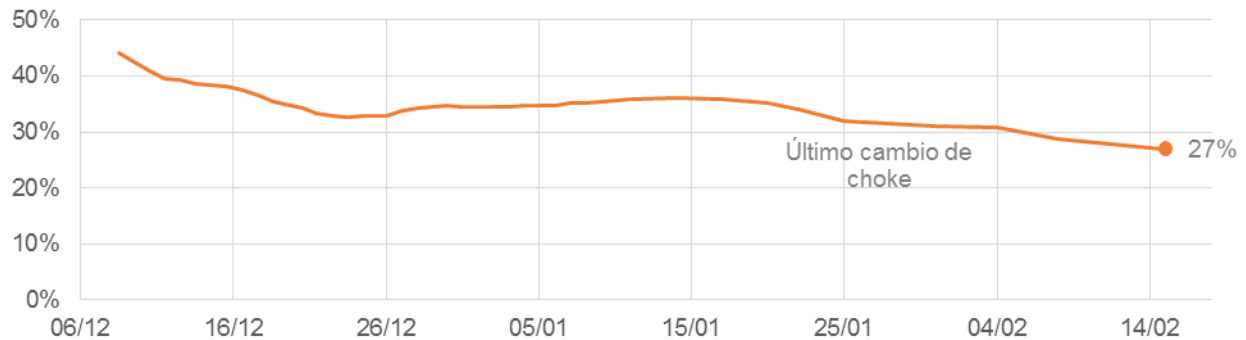


Fig 15. Tendencia decreciente del porcentaje de agua no trazada producida en el pozo

4. Trazadores de Gas

El análisis de muestras de gas para la presencia de trazadores durante los primeros 15 días de producción muestra que el gas producido hasta ese momento no presentaba condiciones estabilizadas. Se detectó presencia de todos los trazadores inyectados en el pozo, confirmando que todas las etapas estaban contribuyendo al flujo.

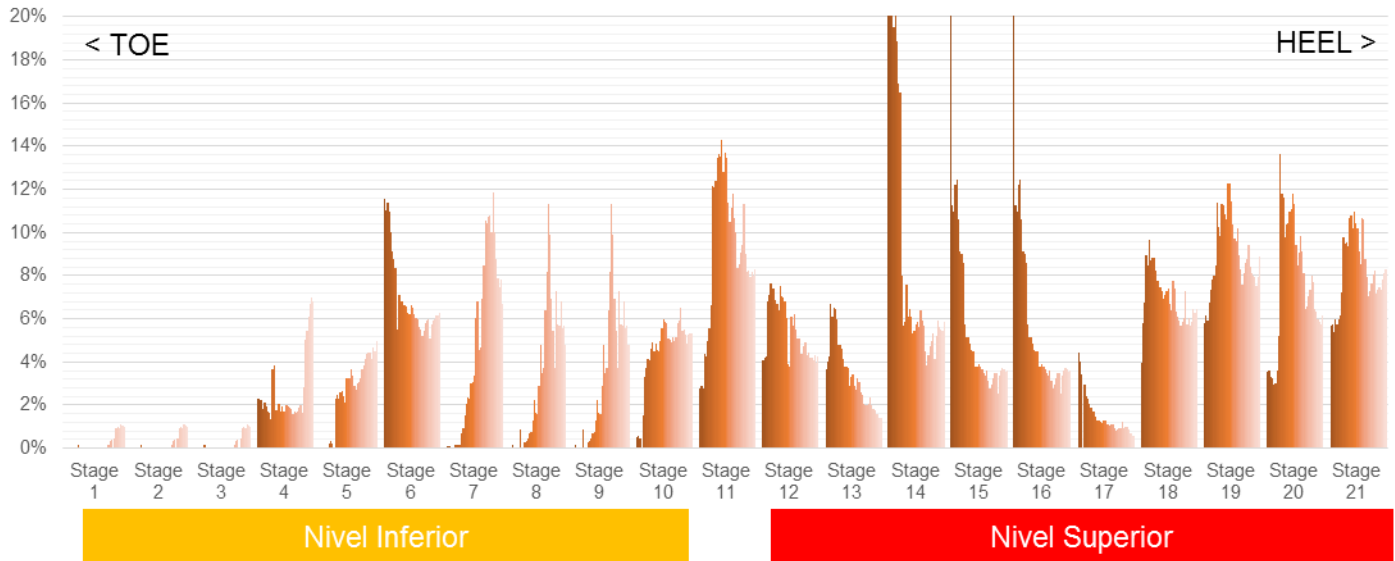


Fig 16. Porcentaje de contribución de caudal de gas por etapa, a lo largo del estudio. El gráfico muestra la evolución de contribución de cada etapa a lo largo del estudio. Por ejemplo, la etapa 7 muestra un incremento marcado en la contribución de producción de gas lo largo del estudio, mientras que las etapas 14, 15 y 16 son dominantes en el inicio del estudio, pero se estabilizan hacia el final del mismo. El gráfico muestra un total de 39 muestras, colectadas a lo largo de 3 meses de producción.

Para estudiar el efecto de los cambios de choke sobre la distribución de la producción de gas, y la limpieza de las etapas del toe, todo el estudio fue dividido en cuatro períodos de flujo, siguiendo cada una de las posiciones de choke: Choke 1, Choke 2, Choke 3 y Choke 4 (fig 17)

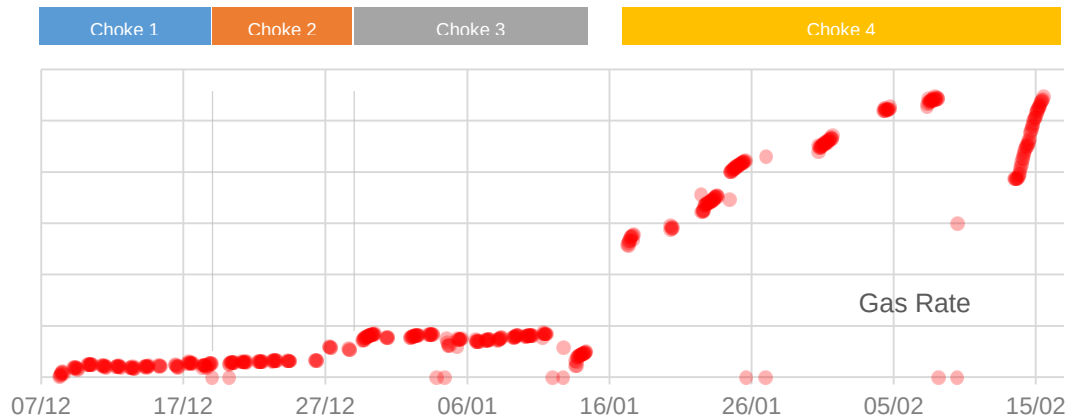


Fig 17. División del período estudiado en cuatro períodos de flujo, coincidentes con las posiciones de choke 1, 2, 3 y 4 (progresivamente crecientes en diámetro)

La distribución de producción en cada período fue consolidada, y los resultados comparativos se pueden ver debajo en la Fig. 18, siguiendo el código de colores.

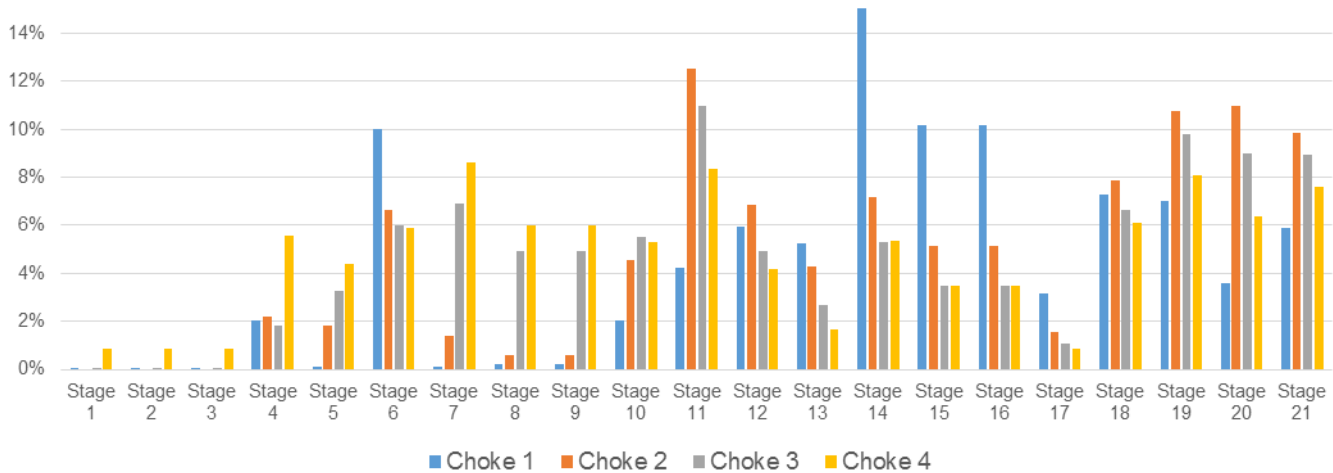


Fig 18. Distribución de producción de gas por período de flujo, según posición de Choke

Durante la primera parte del estudio (Chokes 1 y 2), el caudal de gas del pozo es bajo, y el aporte de la producción del gas se debe en su gran mayoría de las etapas de heel, principalmente las etapas 14-16. Los aportes de producción de las etapas del toe son considerablemente menores. En contraste con la distribución de flowback de agua durante este período de flujo, se aprecian diferentes comportamientos, entre el heel y el toe, indicando que el toe demora más a limpiarse.

Al inicio de la vida productiva del pozo, las etapas más cercanas al heel son afectadas por un mayor draw-down y esto podría explicar los mejores caudales iniciales. Otro factor que puede exacerbar este efecto es la diferencia en profundidad vertical (TVD) entre las etapas del heel y las etapas del toe del pozo. En este caso en particular, con inclinación de 80°, esta diferencia llega a 100m TVD. Durante el inicio del flowback, cuando los caudales del toe del pozo son incapaces de limpiar la columna de agua de la tubería de producción, se estarían aplicando aproximadamente 10kgf/cm² de contrapresión sobre el toe del pozo debido a este fenómeno. El fenómeno de liquid loading está extensamente estudiado en la literatura, y es una de las principales causas de flujo inestable y ahogamiento de pozos de gas.

Durante el período de flujo correspondiente al Choke 3, se aprecia el creciente aporte de las etapas del mid del pozo. Luego, durante el período de flujo del Choke 4, ya con caudales de gas considerablemente mayores, el aporte de las etapas más cercanas al toe se hace evidente. Las velocidades dentro de la tubería de producción han aumentado considerablemente, haciendo más probable que el agua haya sido expulsada. Aún hasta el final del período estudiado, la contribución de las últimas etapas del pozo (etapas 1-3) es marginal. Esto puede ser una indicación que la limpieza de las mimas no fue completa aún. Nuevas muestras revelarán más información sobre estas etapas.

Estos hallazgos hacen presumir que, aún con volúmenes de flowback de agua bajos, las etapas del nivel Superior ya producen volúmenes significativos de gas, mientras que en el nivel inferior la limpieza lleva más tiempo, o se debe ser más agresivo en la política de orificios para ese nivel. (Hipótesis a comprobar)

Las figuras 19 y 20 ilustran la variación de la producción de gas con los distintos regímenes de orificio implementados como política de producción del pozo, destacándose la mayor contribución de las etapas ubicadas en el heel o pertenecientes al nivel superior de navegación. Estas figuras corresponden a las posiciones de Choke 1 y 2.

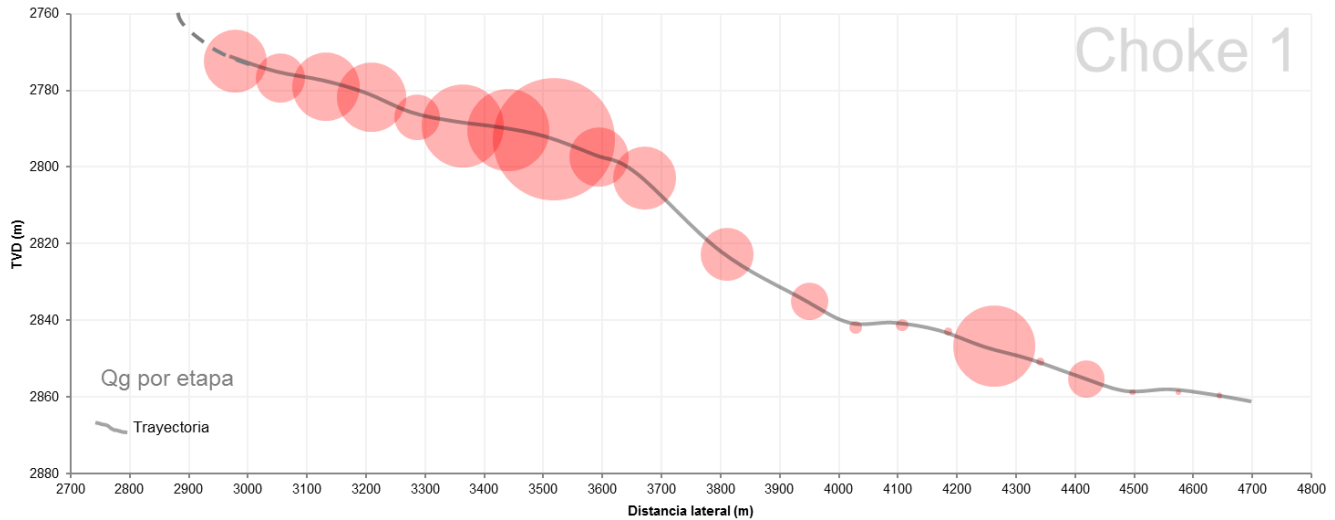


Fig 19. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el Choke 1 (menor diámetro)

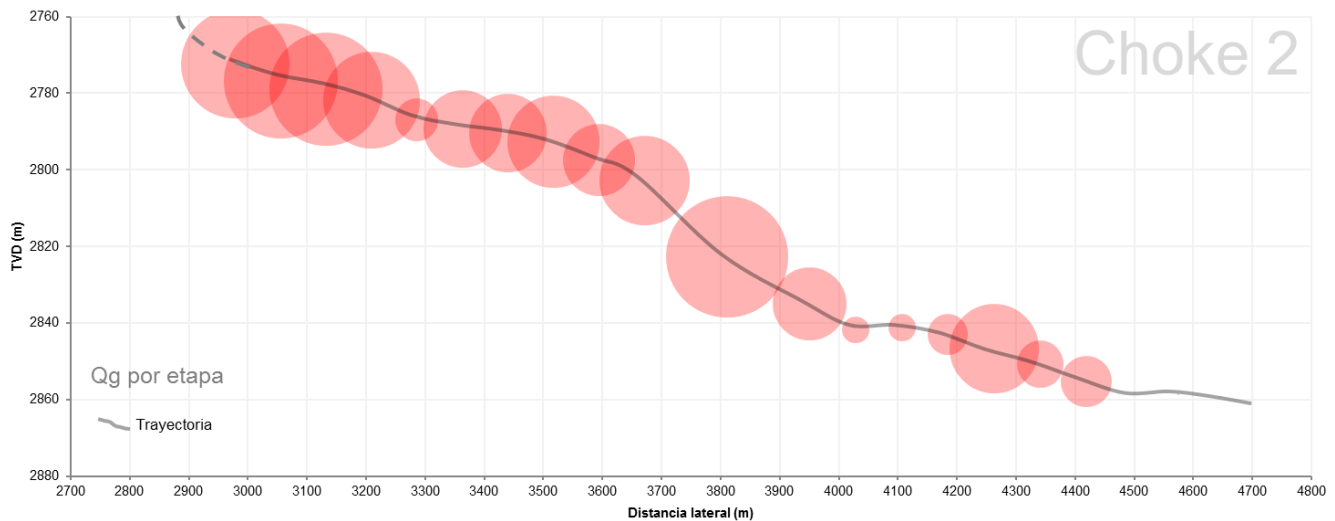


Fig 20. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el Choke 2

Las figuras siguientes, 21 y 22 muestran el aumento progresivo de la contribución del caudal del gas por etapas en cada nivel, a medida que se fueron incrementando los orificios en el pozo. Estas últimas figuras corresponden a los Choke 3 y 4.

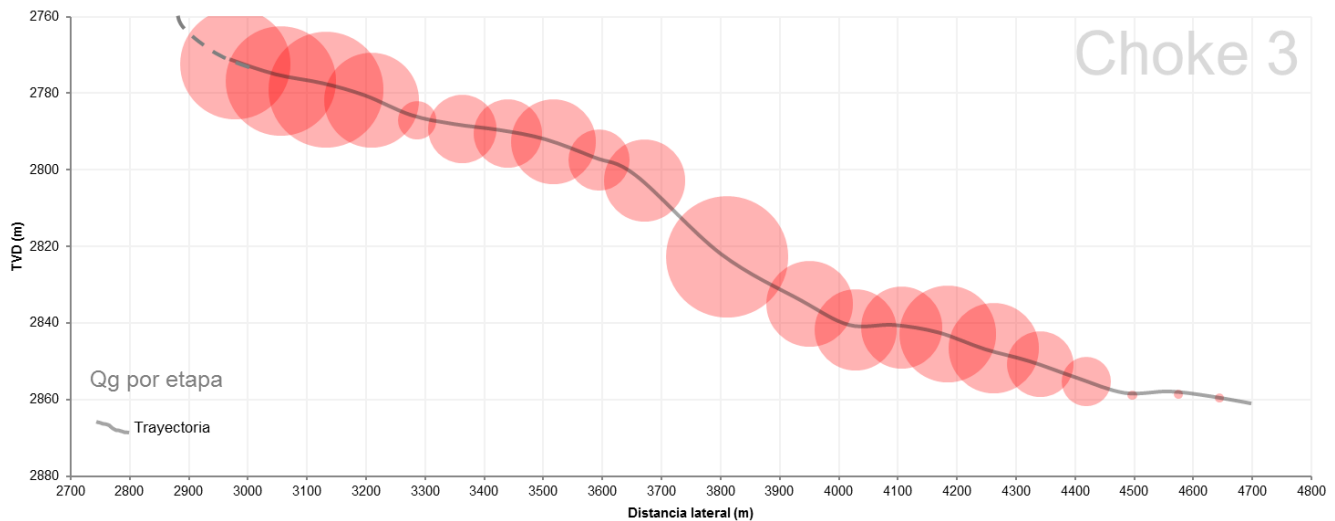


Fig 21. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el Choke 3

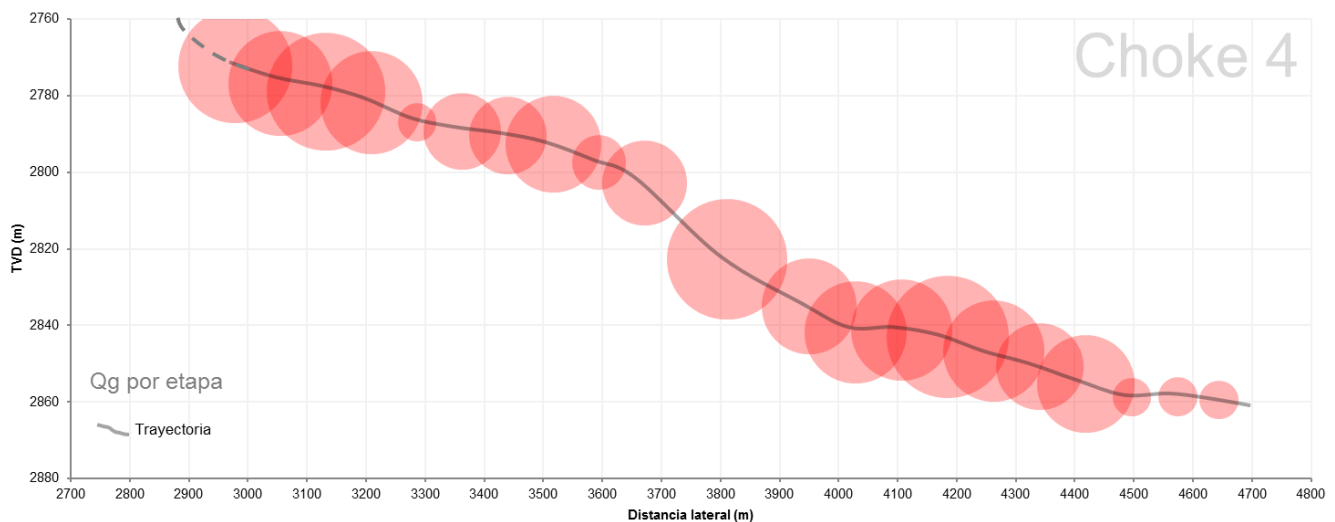


Fig 22. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el Choke 4 (mayor diámetro)

En resumen, para el comportamiento de los trazadores de gas, podemos decir que la recuperación de los trazadores está acorde con lo esperado por cada etapa. La recuperación de trazadores de gas varió entre 2% y 22%. Hacia el final del estudio, existe un perfil homogéneo de producción de gas, lo cual indica que ha habido una limpieza efectiva. Las etapas próximas al heel, o nivel superior, fueron las que limpiaron primero. Las etapas del toe o nivel inferior del pozo, tal vez por un posible “liquid loading” cuando el pozo estaba en tamaños de orificios menores, demoraron más en limpiar y entrar en producción. Esto puede verse en la fig. 23.

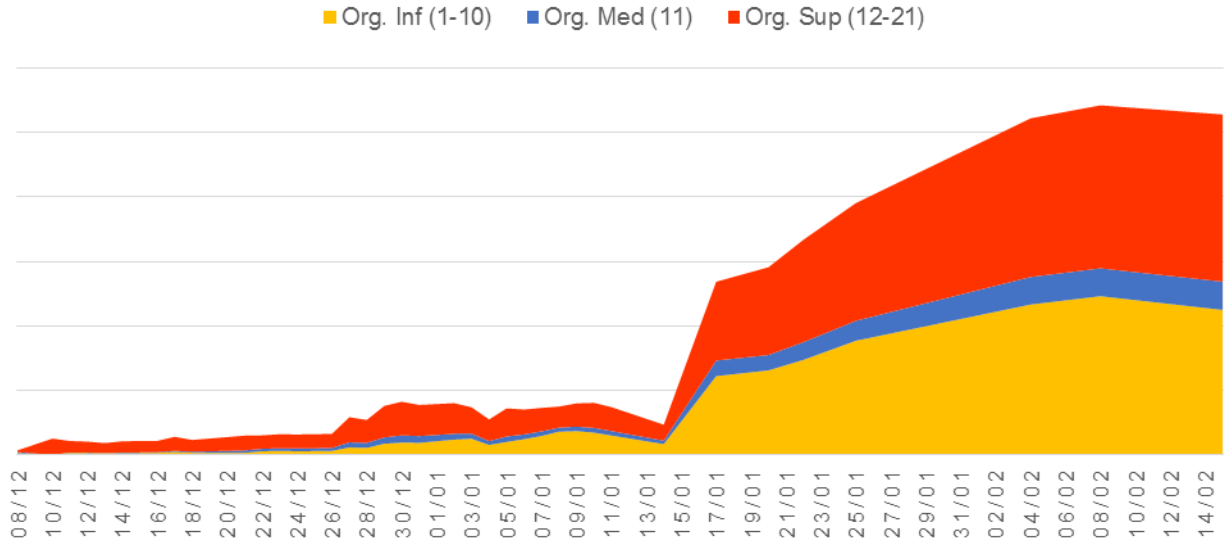


Fig 23. Evolución del aporte de gas de cada nivel a medida que se limpia el pozo con el aumento de choke

La figura 24 muestra el consolidado de producción obtenido de los trazadores donde también se puede observar lo anteriormente expuesto.

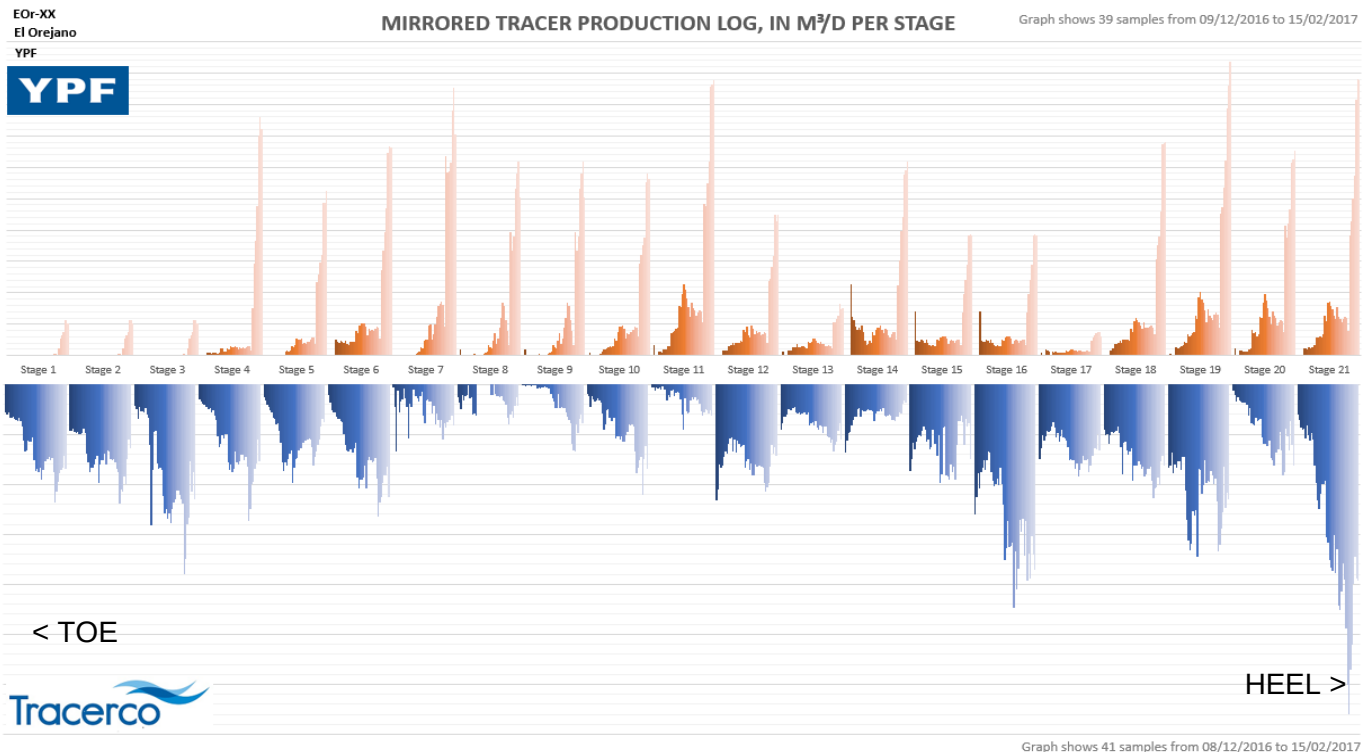


Fig 24. Comparación de la producción de gas y flowback de agua a lo largo del estudio, para todas las etapas. El gráfico arriba muestra claramente el fuerte aumento de caudal de gas luego del último cambio de choke, junto con la entrada en producción de las etapas del toe.

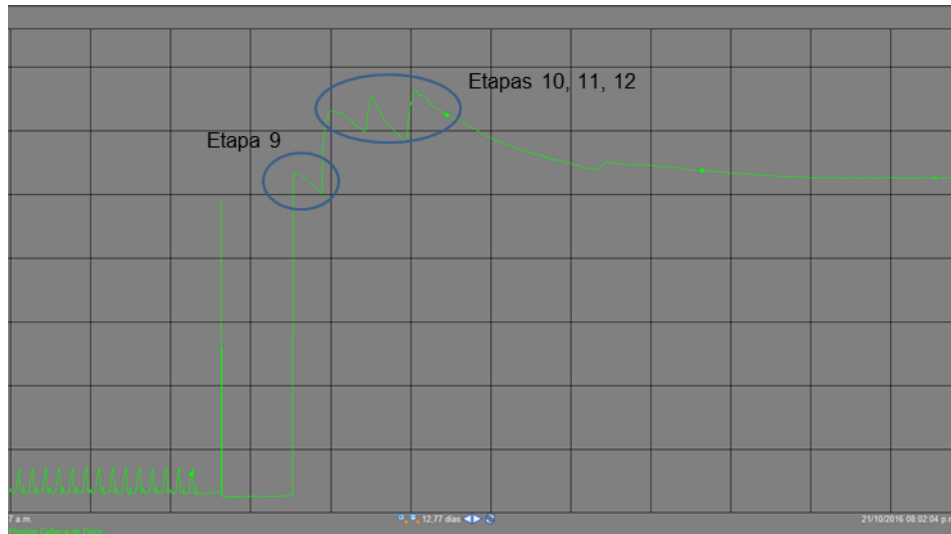


Fig 27. Frac hit de pozo vecino, interferido a partir de la etapa 9 de fractura

Conclusiones

La tecnología de trazadores químicos puede ser usada para mostrar la variación de la producción en el tiempo, etapa a etapa, en un pozo multi-fracturado, mientras el mismo pueda ser detectado en las muestras. El tiempo de vida del estudio depende de la cantidad de trazador utilizado y de la producción acumulada del pozo. Además de proveer una lectura sostenida en el tiempo, esta técnica no lleva asociado tiempos de parada de producción ni riesgos de ningún tipo para el pozo o para el personal de campo.

El uso de trazadores se engloba dentro de las tecnologías para mejorar el entendimiento de los reservorios Shale y el aporte de producción por cada etapa, tanto para la ventana de petróleo como para la de gas. Otras tecnologías complementarias pueden ser microsísmica (para evaluar el crecimiento de las fracturas), registros de producción (PLT) y fibra óptica para medir señales acústicas (DAS) o temperatura (DTS).

En este caso de estudio, se vio la diferencia en la respuesta de trazadores de agua vs trazadores de gas, mostrando el comportamiento diferente de ambas fases. La evaluación de limpieza del pozo habría sido imposible sin la posibilidad de contar con los trazadores de gas.

Los resultados de este pozo muestran la importancia de definir una estrategia de apertura de choke efectiva, que consiga limpiar todo el pozo. La estrategia adoptada mostró que para el último diámetro de choke, prácticamente todo el pozo estaba produciendo, y con una distribución homogénea de producción de gas.

Los efectos de la desviación del pozo en la dinámica de limpieza del pozo fueron observados claramente por la recuperación de los trazadores de gas, a medida que el pozo se limpiaba.

Luego de analizar muestras de un pozo vecino, fue posible identificar que una de las etapas del pozo trazado había causado interferencia, mostrando que las fracturas no habían crecido en forma perpendicular al pozo horizontal.

Próximos Pasos

Incrementar la toma de muestras hacia los pozos vecinos para determinar temas de interferencia entre fracturas que puedan afectar luego la producción de los pozos, para ello el pozo interés puede ser tratado con los trazadores de Gas y Agua y en los vecinos utilizar un trazador común en todas las etapas de cada pozo vecino para darle sentido de orientación a las posibles interferencias y comunicaciones.

La toma de muestras puede ser optimizada y la frecuencia de colecta debe ser más homogénea para dar mayor tiempo de lectura; tomando en cuenta la posible reducción de los kits de muestras para no retrasar los tiempos de entrega de resultados.

Agradecimientos

Los autores agradecen a YPF, Y-TEC y Tracerco por el permiso para publicar este trabajo técnico. En particular agradecer también al personal operativo de campo cuyo apoyo logístico fue fundamental para hacer posible este trabajo, en particular Emilio Orte (Y-TEC).

Bibliografía

Arregui, C.; Carbone, O.; & Leanza, H. 2011. Contexto Sedimentario. En: Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp 29-35. Neuquén, Argentina.

Concheyro et al 2006 Nanofósiles calcáreos en los episodios de productividad y dilución de la Fm Vaca Muerta Conference Paper IX Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía.

Cristallini, E.; Martinez, J.; Sanchez, E.; Periale, S. & Loncarich, A. 2005. Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia del Neuquén, Argentina). Informe realizado para Repsol-YPF. Buenos Aires, Argentina.

Leanza, H.; Sattier, F.; Martinez, O. & Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp 113-127. Neuquén, Argentina.

Legarreta, L. y M.A Uliana, 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill. Central Argentine Andes. International Association of Sedimentology Meeting: "Sea level changes at active plate margins". International Association of Sedimentology, Spec. Publ., 12: 429-450.

Mitchum, R.M. y M.A. Uliana, 1982. Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico superior y Cretácico inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina: I° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Conferencias, p. 439-484.

Spalleti, L.; Arregui, C.; & Veiga, G. 2011. La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En: Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp 99-111. Neuquén, Argentina.

Wignall, P.B. & Newton, R. Black shales on a basin margin: a model based on examples from the Upper Jurassic of the Boulonnais, northern France. *Sedimentary Geology*, 144, 335-356

O.R. Wagner, L.E. Baker, Gordon R. Scott "The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects", Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 6-9 October, Houston, Texas, 1974, <https://doi.org/10.2118/5125-MS>

O.R. Wagner "The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities - Field Results", Journal of Petroleum Technology, November 1977, <https://doi.org/10.2118/6046-PA>

Manish K. Lal, Amit K. Singh, Joshua Ezernack, Jon Spencer "Advanced Reservoir Characterization in Antelope Shale Using Chemical Tracer Technology" SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 24-26 January, The Woodlands, Texas, USA, 2017, <https://doi.org/10.2118/184819-MS>

George E. King, "60 Years of Multi-Fractured Vertical, Deviated and Horizontal Wells: What Have We Learned?", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands, 2014, <https://doi.org/10.2118/170952-MS>

Dugstad, O., 2007. Well to Well Tracer Tests, chapter 6, Reservoir Engineering and Petrophysics, Petroleum Engineering Handbook, p.561.

Breve CV de los autores



Daniela Ceccón, YPF

Ingeniera Química egresada de la Universidad Nacional de Córdoba en el año 1999. Trabaja en YPF desde el año 2001 ocupando distintas posiciones, Jefe Calidad, Jefe de C&C, Ingeniero de reservorios, Coordinador de Reservorios. Actualmente se desempeña como Líder de Estudios del Bloque El Orejano en la Regional No Convencional en Neuquén.



Joaquín Ramírez Martínez, Y-TEC

Ingeniero de Reservorio egresado de la Universidad Central de Venezuela en el año 1989. Trabajó en PDVSA, Pemex, Maxus e YPF en Venezuela, México, USA y Argentina. En 2007 ingresó a YPF ocupando posiciones desde Ingeniero de simulación hasta Jefe de Desarrollo de diversas áreas, actualmente forma parte del grupo motor de la Familia NoC en YPF y se desempeña en YPF Tecnología, Y-TEC como Product Champion No Convencional en Buenos Aires.



Daniel Gerardo García, Y-TEC

Licenciado en Ciencias Geológicas de la UNLP (1984) y Postgrado en Prospección Geofísica de Hidrocarburos en la Facultad de Ingeniería de la UNCu (1987). Logró introducir en YPF nuevas tecnologías como la Evaluación while Drilling en UBD en Tight Gas, exponiendo varios papers internacionales con esta metodología de los 25 que ha publicado. Revistió como Geólogo Experto en Operaciones de Pozos worldwide en el Staff de RYPF en Madrid, siendo Jefe de Proyectos Operativos en Argelia, Libia, Irán, Saudi Arabia y Venezuela. Regreso al país en 2009, como Jefe de Proyecto de Gas No Convencional y es uno de los pioneros de YPF en Reservorios NOC. Fue Co-Gestor de la Comunidad de Estimulación de Pozos RYPF (2003/2009) Actualmente Grupo Motor NOC – y Sponsor Comunidad de Geociencias. Es el Product Champion de Geología desde el 2012 de Y-TEC (YPF Tecnología S.A). Nexo desde Tecnología con la Gerencia Ejecutiva de Exploración y Desarrollo con enfoque NOC. Advisor Operaciones Geológicas CTS de YPF.



Patricio Panichelli, Tracerco

Ingeniero en Petróleo, graduado del ITBA en 2010, cursando actualmente la Maestría de Ingeniería en Petróleo en la universidad Heriot Watt. Trabajó como consultor en proyectos de reservorios y producción en américa latina, y fue instructor de +15 cursos técnicos para colegas de la industria alrededor del mundo. Actualmente, se desempeña como consultor técnico de Tracerco para Sudamérica, responsable por todos los proyectos de aplicación de trazadores químicos en pozos, reservorios y fracturas hidráulicas.