

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES –ITBA
ESCUELA DE POSTGRADO**



ANÁLISIS DE PRODUCCION DE UN POZO MULTIFRACTURADO HIDRÁULICAMENTE EN UN RESERVORIO NO CONVENCIONAL

AUTOR: Tapia, Reynaldo (Leg. N° 103977)

**DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo
Sorenson, Federico**

JURADO: Fondevila, Gastón

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE
LA ESPECIALIZACIÓN EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS
NO CONVENCIONALES (SHALE & TIGHT)**

**BUENOS AIRES
PRIMER CUATRIMESTRE, 2019**

Tabla de Contenidos

Resumen	3
1. Introducción	4
1.1 Geología del área.	4
2. Caso de Estudio	8
2.1 Flowback y Producción.....	8
2.2 Análisis Post Producción	12
Conclusiones	16
Bibliografía.....	17

Resumen

El análisis y el seguimiento de producción de un pozo en un reservorio no convencional es una de las etapas que presenta un gran reto técnico para los ingenieros de reservorios y producción hoy en día. Los procedimientos operacionales del flowback en los primeros meses de producción, la gerencia de orificio aplicada, así como las maniobras operacionales de limpieza y medición del pozo, pueden tener un impacto positivo o negativo en la producción diaria y acumulada final de gas y petróleo estimada (EUR) en los pozos de los reservorios no convencionales.

En este trabajo se presentará un análisis, desde el punto de vista de producción, de cuáles fueron las causas de la baja producción de gas obtenida y EUR estimada de un pozo horizontal multifracturado hidráulicamente, que tuvo como objetivo la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina. El trabajo se enfocará en conocer los datos del periodo de flowback del pozo y la gerencia de orificios aplicada, la evolución de la producción real de gas versus la pronosticada en el pozo tipo, analizar los gráficos diagnósticos del análisis de transiente de caudal (RTA) y el impacto que tuvo las maniobras operacionales en la producción y en el volumen de roca estimulado (SRV).

Este estudio demostró que una gerencia de orificios descuidada, como consecuencia de algunos problemas operacionales en las instalaciones de superficie, generó una pérdida de conductividad de la red de fracturas del pozo, alcanzando de forma temprana los límites de SRV contactado y el comienzo del flujo dominado por los límites. De esta manera, el pozo tuvo una producción y una EUR por debajo de lo esperado.

1. Introducción

La productividad de los pozos en reservorios no convencionales está relacionado principalmente a 3 aspectos: La roca, la terminación y las practicas operacionales de producción (Lerza et al, 2018).

El primer aspecto, la roca, considera el impacto de la geología, la petrofísica y los esfuerzos (geomecánica) sobre la producción. Actualmente el enfoque de la industria sobre este punto es optimizar el punto de aterrizaje, identificar los llamados “sweet spots”, conocer si hay o no la presencia de una red de fisuras naturales y entender como los parámetros geológicos influirán en la posterior estimulación hidráulica y el manejo de la producción del pozo.

El segundo aspecto, la terminación, está relacionado en el diseño y la ejecución de la estimulación del pozo por medio de fracturas hidráulicas masivas multi-etapas, tomando como datos de entradas el correcto entendimiento de la roca.

Por último, el tercer aspecto, son las practicas operacionales para la producción del pozo, que está asociada principalmente en cómo es realizado el flowback y la gerencia de orificio. En reservorios no convencionales altamente sobre presionados, los cambios en los esfuerzos y la velocidad como estos ocurren dentro de las fracturas ocasionados por cambios de orificios (drawdowns), pueden fácilmente transformar un pozo con potencial de buen productor en uno con muy bajo rendimiento y producción (Lerza et al, 2018).

Sobre el tercer aspecto antes explicado se enfocará este trabajo, presentando un caso de estudio de un pozo en donde las practicas operacionales de producción afectaron de forma negativa la productividad del mismo. El estudio se enfocará en conocer y analizar como fue el periodo de flowback del pozo y la gerencia de orificios aplicada, la evolución de la producción real de gas versus la pronosticada en el pozo tipo, analizar los gráficos diagnósticos de RTA y el impacto que tuvo las maniobras operacionales en la producción y el SRV del pozo.

1.1 Geología del área.

La cuenca neuquina está localizada en el centro-oeste de la República Argentina cubriendo un área de aproximadamente 137,000 km² y presenta un relleno sedimentario máximo de más de 7000 m, dispuesto en la corteza continental. (Figura 1).

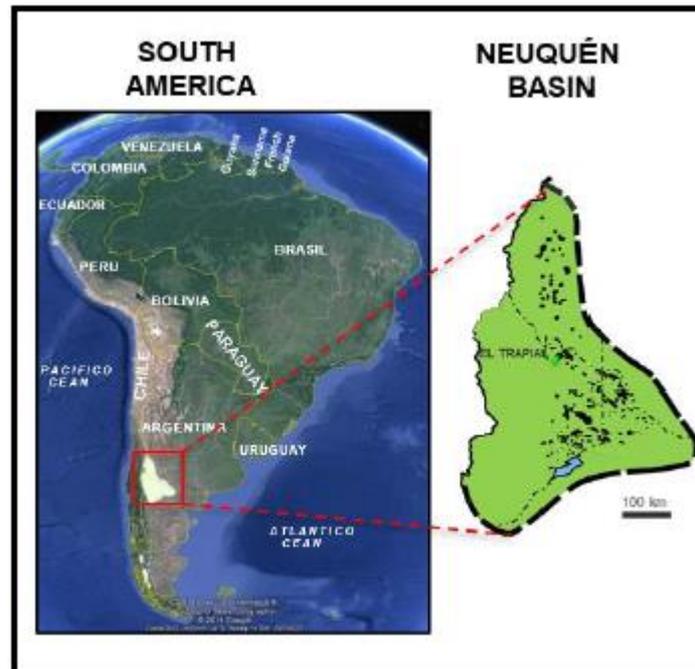
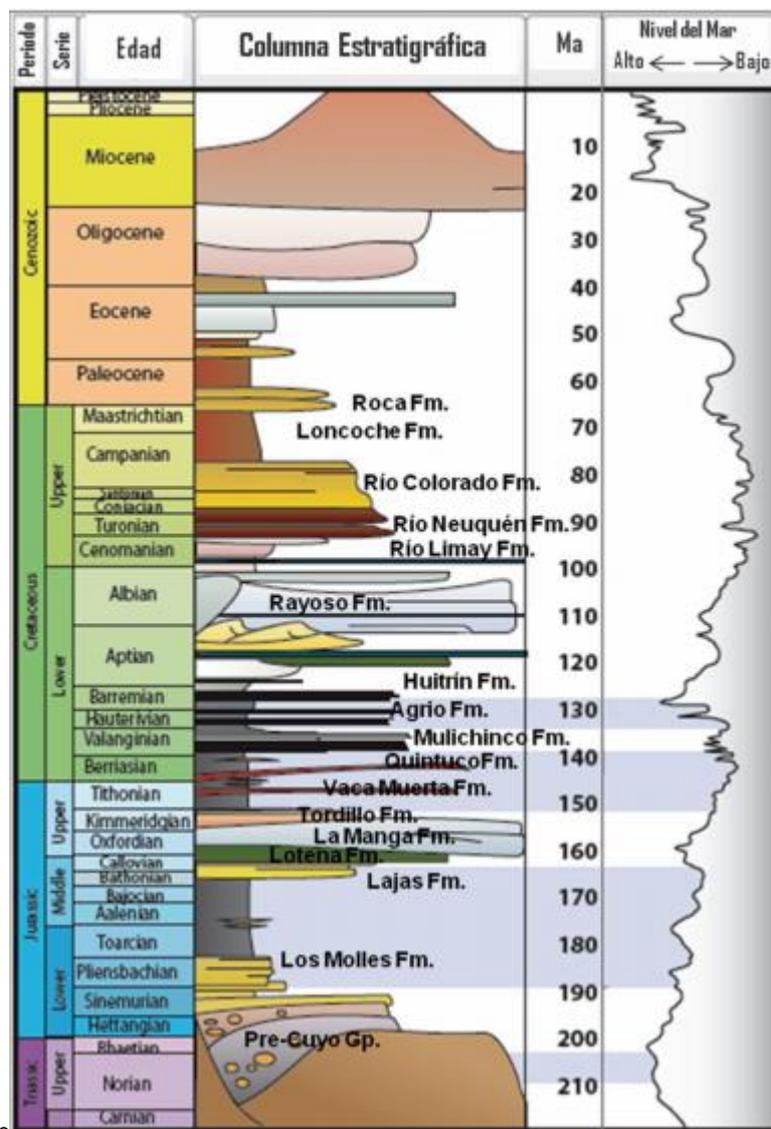


Figura 1 Ubicación de la Cuenca Neuquina (Lerza et al, 2018)

La Formación Vaca Muerta es considerada la principal roca generadora de la cuenca neuquina y está constituida por una sucesión de lutitas, margas y calizas de grano fino en un ambiente marino de superficial a profundo, correspondiente al Tithoniano-Berriasiano (Figura 2), donde predomina materia orgánica del tipo I/II. La Formación Vaca Muerta es considerada uno de los mayores depósitos de tipo “shale” del mundo, con una superficie prospectable del orden de los 23,500 km² para petróleo y 14,300 km² para gas (Sales et al, 2014) (Figura 3).



Are

Figura 2: Columna Estratigráfica de la Cuenca Neuquina (Sales et al, 2014)

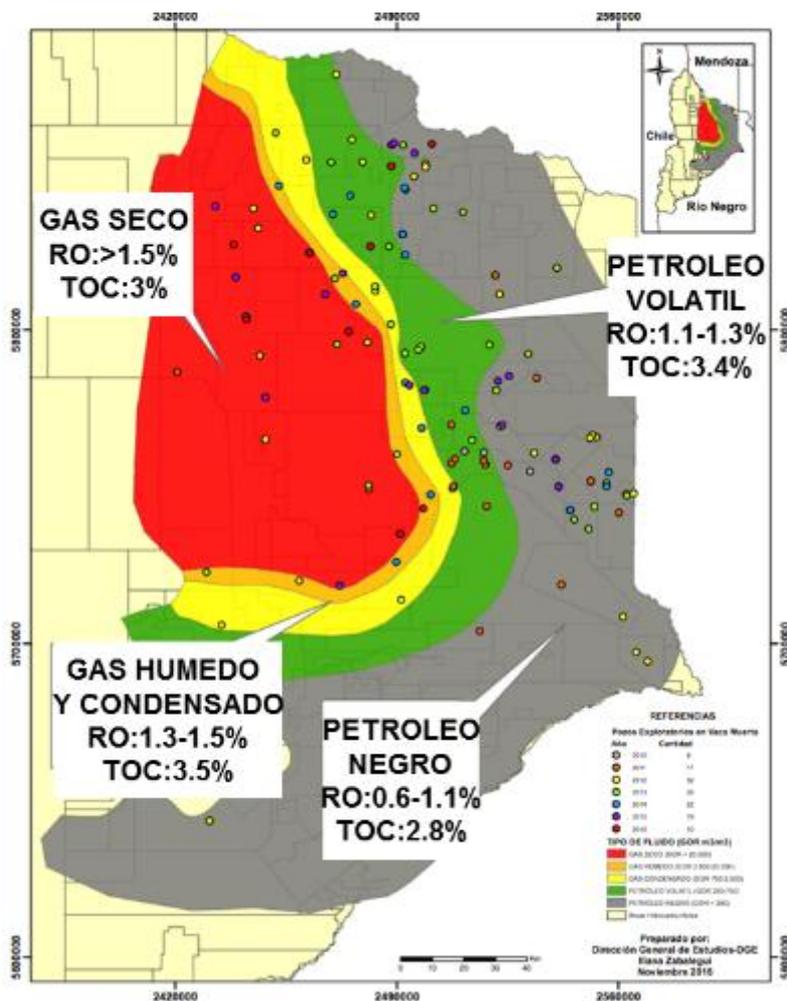


Figura 3: Ventana de Generación – Vaca Muerta (Ministerio de Energía de Neuquén, 2015)

La Formación Vaca Muerta se encuentra a la profundidad entre 2000 y 3500 m, con un espesor que varía entre 50 a 350 m y un contenido orgánico total (COT) entre 2 a 12%. La formación se encuentra fuertemente sobre presionada con un gradiente de presión entre 0.5 psi/pies y 1.1 psi/pies (Askenazi et al, 2013), y exhibe una de los más alta presiones iniciales entre los actuales “plays” no convencionales conocidos (Lerza et al, 2018).

De acuerdo con los registros eléctricos y coronas, la porosidad de la matriz de los “shales” de la Formación Vaca Muerta esta entre 4 a 14% con un promedio de 9%, mientras que las permeabilidades están entre cientos de nanodarcies y decenas de microdarcies. La presencia de fracturas naturales ha sido reconocida que también juega un papel muy importante en los caudales iniciales de producción (Fernandez Badessich et al, 2012).

Debido a las bajas permeabilidades y porosidades de la Formación Vaca Muerta, los pozos perforados con objetivos estos reservorios no convencionales, deben ser fracturados hidráulicamente para contactar mayor volumen de roca y aumentar su productividad, y de esta manera ser económicamente rentables.

2. Caso de Estudio

El pozo horizontal analizado fue perforado en la ventana de gas seco de la Formación Vaca Muerta, tuvo una rama horizontal de 2500 m y se realizó una estimulación de pozo por medio de un fracturamiento hidráulico multi-etapas con sistema de fluidos híbridos (ácido, slickwater, gel lineal, gel activado), mediante el uso de la tecnología “plug-and-perf” y tapones solubles. En total se realizaron 36 etapas de fracturas.

En este tipo de operaciones de estimulación se inician en la punta o extremo inferior del pozo y los trabajos avanzan hacia la boca del pozo. Cada etapa de fractura es perforada a través de la bajada a profundidad de cañones con unidad de registros eléctricos. Una vez efectuados los disparos, el tratamiento de estimulación es efectuado y el aislamiento entre etapas de fracturas se realiza por medio de tapones puente mecánicos. El asentamiento de estos tapones provee un mecanismo de divergencia del fluido de tratamiento y material apuntalante a la próxima zona de interés deseada. El proceso se repite en función al número total de etapas programadas en el pozo y finalmente, una vez que se ejecutaron todas las etapas, se muelen y remueven los tapones.

El volumen total de agente de sostén que se planificó para el pozo fue de 159,000 sacos. Diez por ciento (15,900 sacos) de arena malla 100, 70% (111,300 sacos) de arena natural 40/70 y 20% (31,800 sacos) de cerámico (30/50). El requerimiento de agua fresca a bombear durante las treinta y seis (36) etapas de fracturas se calculó en 11,666,585 gal (44,163 m³) y 93,781 gal de sistema ácido HCl al 15% (355 m³), para un total de 11,760,366 gal (44,518 m³) de fluido de tratamiento. Se asumió un gradiente de fractura de 1.02 psi/ft y un gradiente de temperatura de 1.8°F/100 ft.

El diseño del esquema de punzados se realizó mediante la técnica de entrada limitada. La conexión pozo-reservorio se realizó mediante el punzado de cargas explosivas, 5 clúster por etapa y 6 tiros por pies (tpp) en cada clústerl.

2.1 Flowback y Producción

La etapa del flowback es un proceso que permite que los fluidos inyectados al pozo fluir a la superficie después de una estimulación (fractura hidráulica) para la limpieza y puesta en producción del pozo.

En desarrollo de reservorios no convencionales es muy importante enfocarse con atención en las operaciones de flowback principalmente por dos razones. La primera, la operación en si misma tiene un impacto sobre el corto y largo plazo en la productividad del pozo. La segunda, los caudales y presiones son medidas de manera continua durante la operación en la mayoría de los pozos. El análisis de estos datos provee información crítica que permite conocer y entender la geometría del SRV y la productividad del pozo, permitiendo una aceleración del potencial de la curva de aprendizaje del rendimiento del pozo, que permitirá optimizar las estrategias de desarrollo del reservorio o del campo (Romain et al, 2017).

El pozo se puso en marcha con un orificio de 4mm y se inició el ensayo (flowback) con separadores trifásicos en sitio para la medición de caudales de fluidos y presiones de manera continua. En la figura 4 se muestra la historia de producción del pozo.

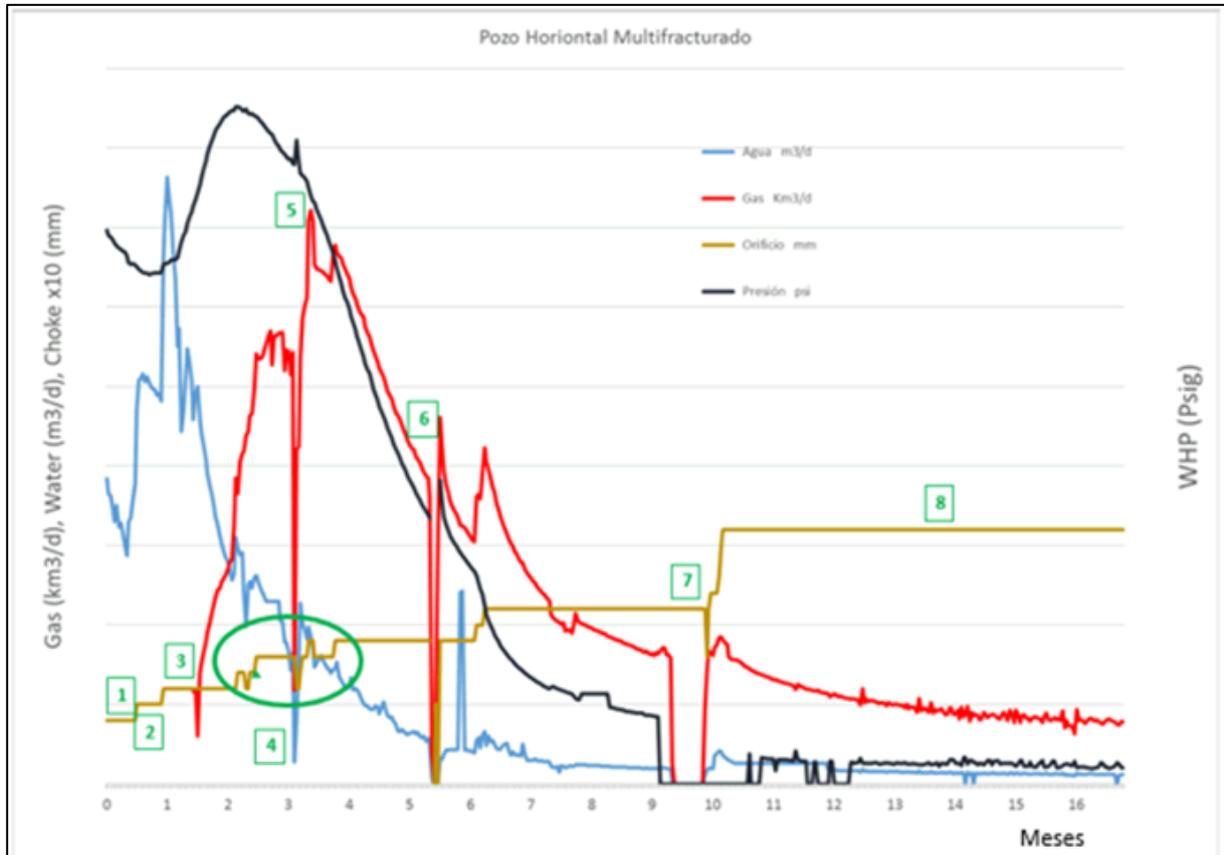


Figura 4: Historia de Producción del Caso de Estudio.

Los eventos más importantes durante el monitoreo del flowback y de la producción del pozo que se muestran en la figura 4 se explican a continuación:

- 1) Se inicia la producción del pozo con un orificio de 4mm.
- 2) Se cambia el orificio a 5 mm. No se observa ningún cambio relevante en la presión de boca de pozo, y se nota un leve aumento en el caudal de agua
- 3) Se cambia el orificio a 6 mm, apreciándose un incremento del caudal de agua y en la presión en boca de pozo. La producción de gas comienza a la sexta semana de la puesta en marcha en producción el pozo con este orificio.
- 4) Cuando se cambia de orificio de 6 mm a 7 mm, se comienzan a ver fluctuaciones e inestabilidades en las mediciones de caudal y la presión de boca de pozo. Al mismo tiempo que comienza la inestabilidad, se observa una caída del caudal de gas. Durante este periodo de tiempo, se realizan cambios de orificio no programados (y parada del pozo) para solucionar el problema operacional. Se determina después de analizar los equipos removidos, que las fluctuaciones fueron causadas por problemas en una válvula del manifold.
- 5) Se logra la máxima producción de gas.

- 6) Se quita el cabezal de sacrificio y se coloca el cabezal de producción.
- 7) Se realiza intervención de coiled tubing para la limpieza del pozo.
- 8) Se produce el pozo con orificio de 16 mm de manera estable.

Es importante resaltar que, luego de finalizadas las operaciones de fractura, no se realiza ninguna carrera de limpieza al pozo. La intervención de coiled tubing se realiza 10 meses después de iniciada la producción del pozo. Durante los ensayos se estimó que se recuperaron 60 sacos de agente sostén y el 45-50% del fluido vertido.

Durante la etapa del flowback y producción se utilizó como guía general para el monitoreo de los datos, el flujo de trabajo propuesto por (Ilk et al, 2010). Se observa una rápida limpieza y disminución de los caudales de agua, luego del comienzo de la producción de gas. En la figura 5 y 6 se observa el grafico Relación Gas – Agua vs Acumulada de Gas y Caudal de Gas vs Caudal Agua, indicando una tendencia clara de la limpieza del pozo durante la etapa del flowback. Durante los ensayos se estimó que se recuperaron 60 sacos de agente sostén y el 45-50% del fluido vertido.

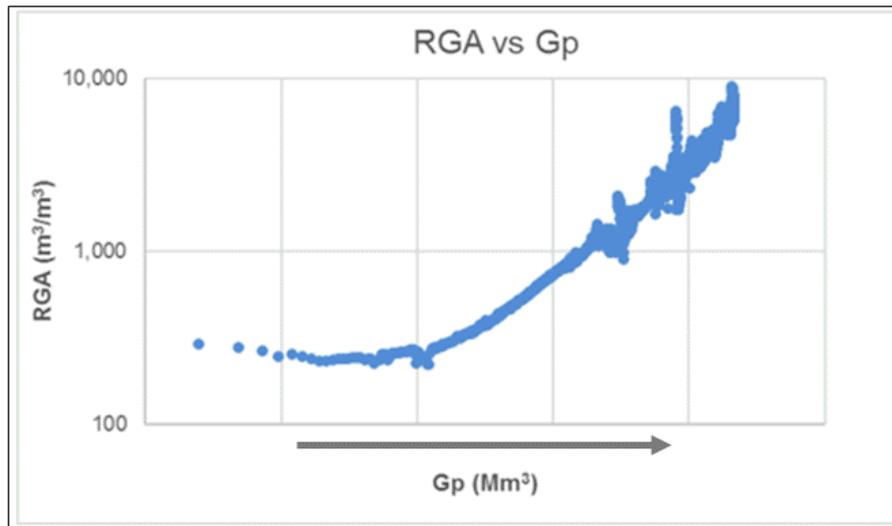


Figura 5: Relación Gas-Agua vs Gas Acumulado del Caso de Estudio.

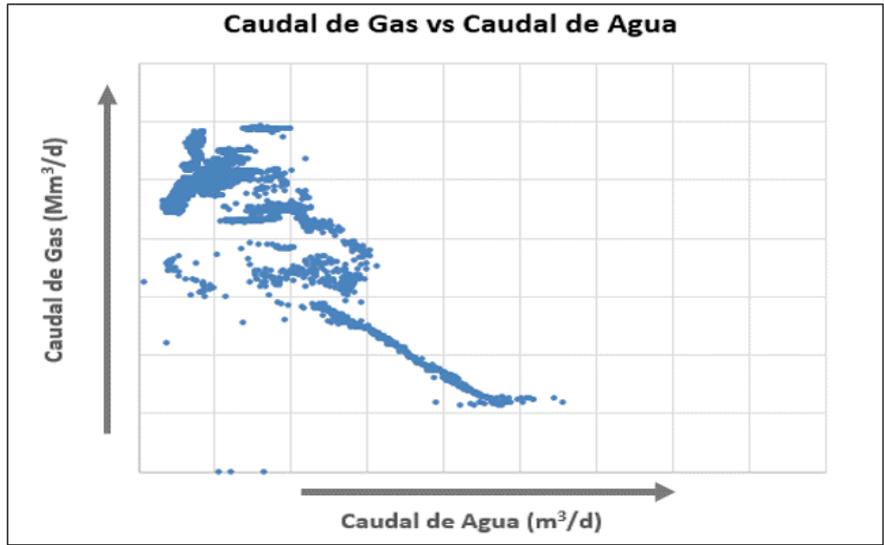


Figura 6: Caudal de Agua vs Caudal de Gas del Caso de Estudio.

La producción real y acumulada de gas del pozo, estuvo por debajo del pozo tipo estimado y la declinación de producción fue mucho más agresiva de la esperada en el primer año. La acumulada de gas real fue aproximadamente del 45-50% menos que el pronóstico inicial. En el caso del agua, se obtuvo un mejor ajuste en los valores de acumulada de con un error aproximadamente entre 15% entre el pozo tipo y lo real. En las figuras 7 y 8 se muestra una comparación entre lo esperado por el pozo tipo y la producción real.

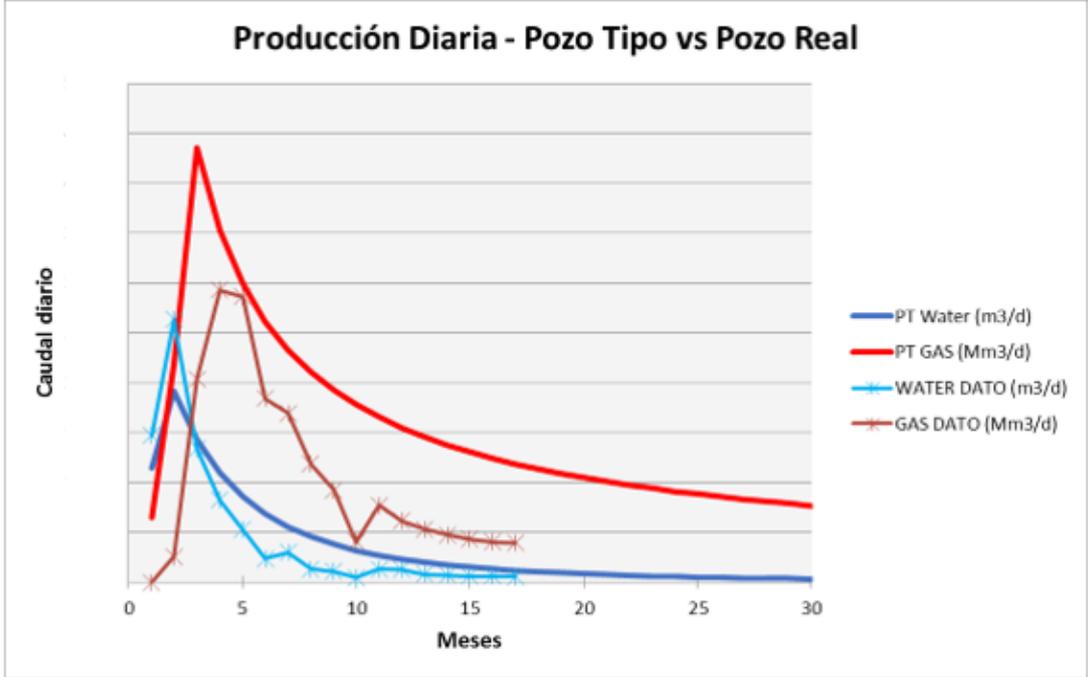


Figura 7: Caudal Pozo Tipo y Caudal Real vs Tiempo.

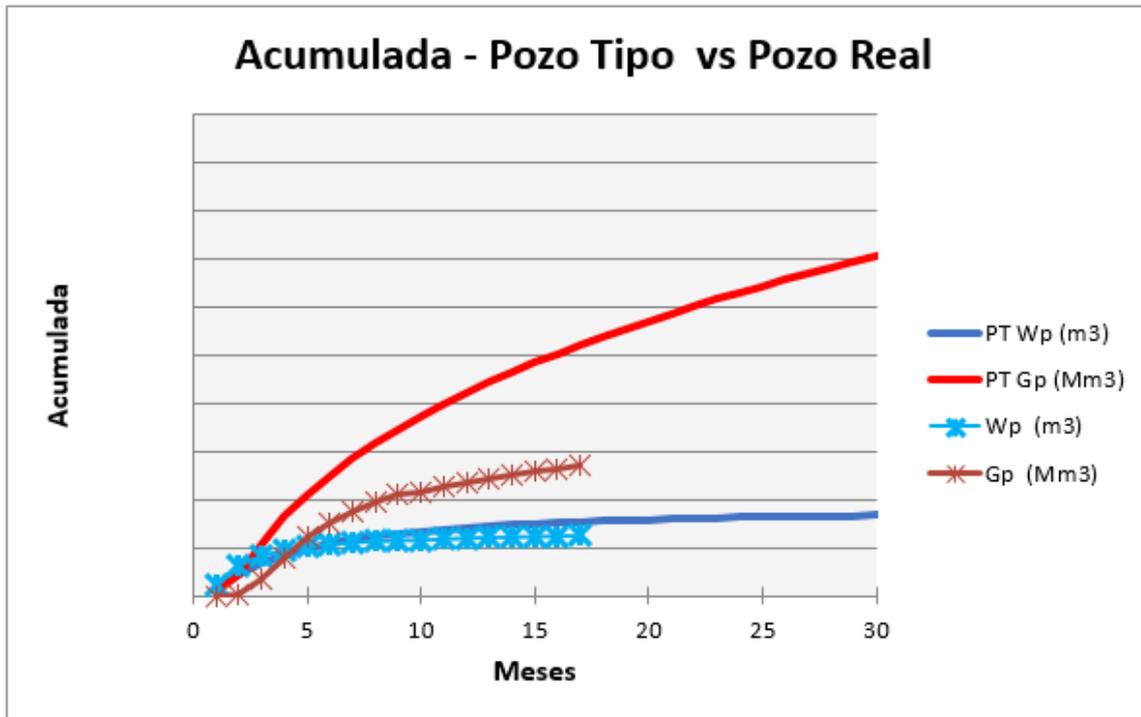


Figura 8: Acumulada Pozo Tipo y Acumulada Real vs Tiempo.

2.2 Análisis Post Producción

Para obtener información valiosa a partir de los datos de producción en reservorios no convencionales, es comúnmente usado el análisis de los gráficos diagnósticos de RTA. El RTA es un conjunto de métodos y de los cuales se analizan datos estáticos y dinámicos de un pozo. Para su aplicación se requiere conocer; propiedades de la roca y del fluido, y datos de presiones y caudales. Las gráficas del RTA permiten identificar regímenes de flujo, obtención de parámetros característicos del reservorio y la estimación del volumen de reservorio estimulado (SRV).

Para este estudio se usaron 2 gráficos diagnóstico: Log-Log plot (Caudal Normalizado vs Tiempo de balance de materiales) y el gráfico Especializado del Flujo Lineal (Presión Normalizada vs raíz cuadrada del Tiempo). El Log-Log plot es un gráfico principalmente cualitativo que permite identificar los regímenes de flujo dominantes; flujo lineal o flujo dominado por los límites (Thompson et al, 2017). El gráfico Especializado del Flujo Lineal es un buen indicador de la eficiencia de la completación, de la productividad y del daño aparente del pozo, basado en los datos iniciales de producción (caudal y presiones).

El gráfico diagnóstico Log – Log se encuentra en la figura 9. En dicho gráfico se identifica el flujo lineal la pendiente $-1/2$ y el flujo dominado por los límites (BDF) con la pendiente -1 . Adicionalmente, es muy importante resaltar que el pozo alcanza de forma temprana los límites del SRV contactado y fin del régimen lineal, llegando al flujo dominado por los límites a los cuatro meses de iniciado la puesta en producción.

Asimismo, se confirmó que el evento 4 de la figura 4, tuvo un impacto negativo en el comportamiento de producción del pozo.

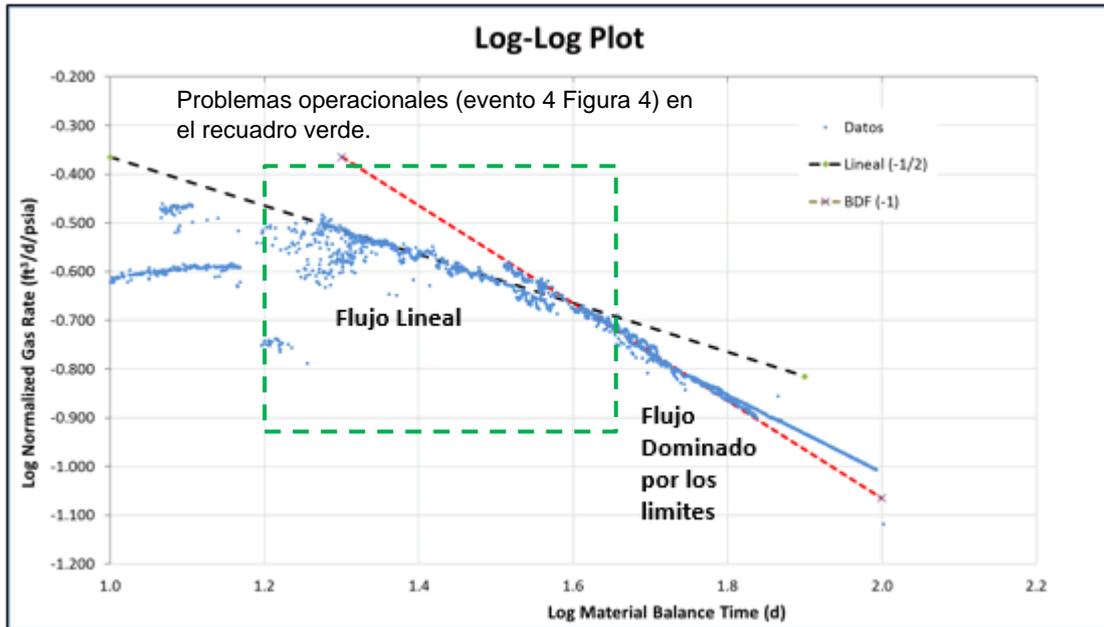


Figura 9: Caudal Normalizado vs Tiempo de Balance de Materiales

El grafico diagnostico especializado del Flujo Lineal se encuentra en la figura 10 y 11.

En el grafico 10 se puede apreciar que la pendiente se incrementa a medida que se cambia los orificios del “choke”, lo cual es indicativo a una reducción de la productividad del pozo como consecuencia de la reducción del área de la fractura productiva total cuando el tamaño del orificio es incrementado, que es el resultado esperado cuando las propiedades de la roca (y/o fracturas) son dependientes de la fuerte presión (Thmpson et al, 2017).

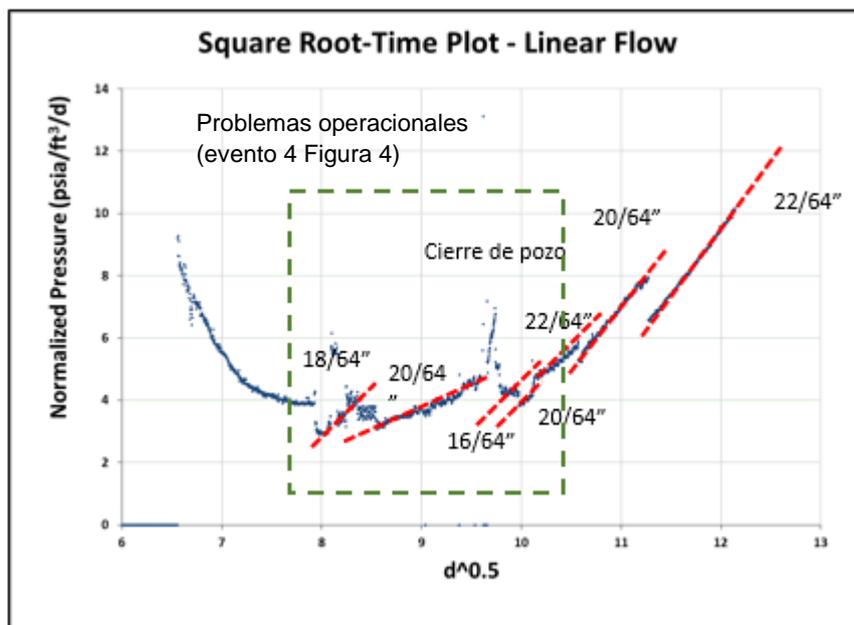


Figura 10: Presión Normalizado vs Raiz cuadrada del Tiempo

En el gráfico 11 se puede identificar el flujo lineal y el flujo dominado por los límites en concordancia con lo observado en el Log-Log plot. Así mismo, se aprecia que el pozo presenta daño aparente, debido que la intercepción en Y es diferente 0. La intercepción en Y, llamada “b”, representa una pérdida de presión constante (Anderson et al, 2010). El daño aparente puede ser observado de la pérdida de presión debido la conductividad finita en el sistema de fractura, sin importar si hay o no daño mecánico alrededor del fondo del pozo (Anderson et al, 2010).

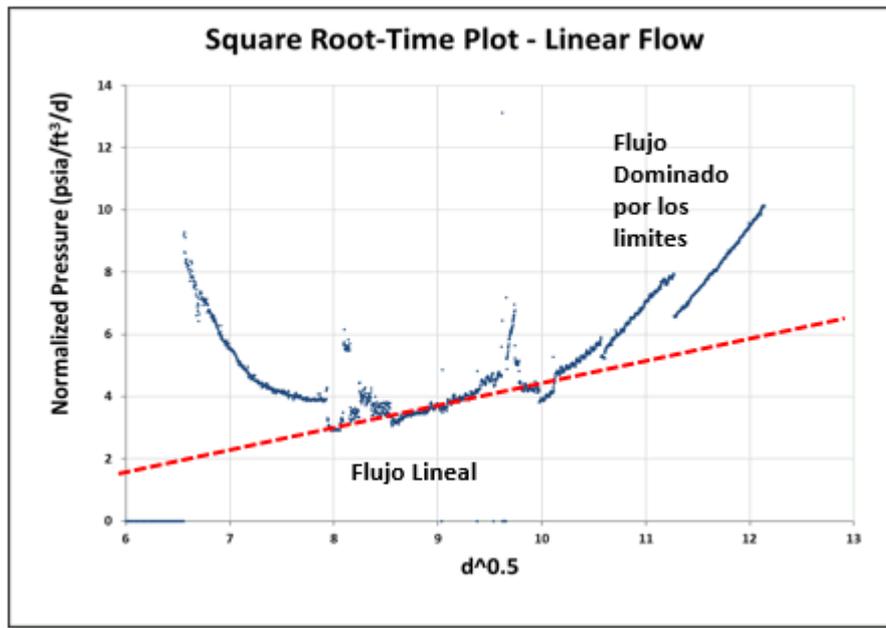


Figura 11: Presión Normalizado vs Raiz cuadrada del Tiempo

Es importante destacar, para complementar lo apreciado en los gráficos diagnóstico RTA, que la intervención de coiled tubing se realizó 10 meses después de puesto en marcha el pozo. El pozo no fue intervenido previamente al inicio del flowback para verificar la correcta disolución de los tapones solubles por no haber una unidad disponible que llegara al fondo del pozo en ese momento. La intervención mostró que no existía restricción alguna a lo largo del tramo lateral pozo, descartando la posibilidad de un importante daño mecánico del pozo. Asimismo, se asistió la maniobra de limpieza con nitrógeno para poder aliviar la columna debido a que, al trabajar con la hidrostática provista por el agua, se producían pérdidas de circulación. Esto último es indicativo de depletación de la presión de la zona fracturada, que al perder la presión original del reservorio se encuentra ávida de llenar los poros que se encuentran en valores de saturación de agua por debajo de la irreductible.

Se interpreta de los gráficos diagnóstico RTA y lo observado de la intervención de coiled tubing, que durante la variación de la presión fondo fluyente y el cierre del pozo debido a el problema con el manifold de superficie, se pudo generar un acomodamiento del agente sostén en las fracturas y/o cierra parcial de dicha red, resultando en una pérdida de conductividad de la red de fractura generada por la estimulación, teniendo como consecuencia la baja productividad del pozo y un SRV menor al esperado.

El excesivo drawdown aplicado y/o la velocidad que estos cambios de drawdown ocurren, genera variación de la presión a través de la cara de la fractura, que potencialmente resulta en un aumento del esfuerzo compresivo sobre el agente de sostén dando lugar a “proppant embedment” y “crushing”, provocando la aparición de finos que, sumado a la producción de sólidos de formación por excederse la resistencia de esta, da lugar al taponamiento de las fracturas, a la disminución de la conectividad pozo-reservorio, a la pérdida de la conductividad y al cierre parcial de la red de fracturas y a bajas producciones iniciales y acumuladas.

Conclusiones

- Los problemas operacionales que sucedieron en el manifold de superficie trajeron como consecuencia diversas intervenciones como cambios en el orificio y paradas de pozo no programadas en muy corto tiempo. Estas maniobras afectaron negativamente la productividad del pozo tal como se observa en el análisis de los gráficos diagnóstico RTA, que indicó que el pozo alcanzó de forma temprana los límites del SRV contactado y fin del régimen lineal (aproximadamente a los 4 meses de iniciada la producción el pozo), llegando al flujo dominado por los límites.
- Debido a la variación de la presión fondo fluyente durante el problema con el manifold de superficie, se pudo generar un reajuste del agente sostén en las fracturas y/o cierre parcial de la red de fracturas, resultando en una pérdida de conductividad de la red de fractura generada por la estimulación, teniendo como consecuencia la baja productividad del pozo y un SRV menor al esperado.
- La producción real y acumulada de gas del pozo, estuvo por debajo del pozo tipo estimado (pronóstico) y la declinación de producción fue mucho más agresiva de la esperada en el primer año. La acumulada de gas real fue aproximadamente del 45-50% menos que el pronóstico inicial.
- Es importante conocer cuál es el drawdown crítico inicial y como éste se incrementa con el tiempo en función al agotamiento en la cara de la fractura y la permeabilidad de la matriz de la roca (Suarez-Rivera et al, 2011), lo cual, permitiría realizar una corrida de orificios que sea acorde a las características productivas del pozo. Luego correspondería evaluar el impacto potencial entre el EUR del pozo y el valor actual neto (VAN) a partir de distintas estrategias de flowback y de gerencia de orificios, comprendiendo los beneficios financieros debido a la aceleración de producción frente a la pérdida de reservas por causa de la degradación de las fracturas (Rojas et al, 2018).
- Se recomienda realizar una carrera de coiled tubing antes de poner en marcha el pozo, para revisar que los tapones solubles se hayan disueltos o rotarlos si es necesario y limpiar la arena que se acumula dentro del pozo, para asegurar que haya flujo libre previo a comenzar el flowback.

Bibliografía

- Anderson D.M., Nobakht M., Mghadam S., Matar L., Fekete associates Inc. “ Analysis of Production Data from Fractured Shale Gas Wells”. (2010). SPE 131787.
- Andres Askenazi, Pedro Biscayart, Matías Cáneva, Soledad Montenegro y Marcos Moreno, YPF S.A. “Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU”. (2013). SPE sección Argentina.
- D. Ilk, Texas A&M University/DeGolyer and MacNaughton; S.M. Curie, Texas A&M University/Devon Energy Corp.; D. Symmons, Consultant; J.A. Rushing, Anadarko Petroleum Corp.; N.J. Broussard, El Paso Corporation; and T.A. Blasingame, Texas A&M University. “A Comprehensive Workflow for Early Analysis and Interpretation of Flowback Data from Wells in Tight Gas/Shale Reservoirs Systems”. (2010). SPE 135607.
- Fernandez Badessich Matias, Berrios Vicente, YPF. “Integrated Dynamic Flow Analysis to Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina: The Loma La Lata Case”. (2012). SPE 156163.
- Lerza Alejandro, Baosheng Liang, Chevron; Rojas Daniela, YPF. “Defining the Optimal Drawdown Strategy in the Vaca Muerta Formation”. (2018). URTEC 2880115.
- Ministerio de Energía de Neuquén (2015).
- Roberto Suarez-Rivera, Chaitanya Deenadayalu, Maxim Chertov, Ricardo Novalo Hartanto, Patrick Gathogo, Schlumberger; and Rahul Kunjir, University of Utah. “Improving Horizontal Completions on Heterogeneous Tight Shales”. (2011). SCSUG/SPE 146998.
- Rojas Daniela, YPF; Lerza, Alejandro, Chevron. “Horizontal Well Productivity Enhancement Through Drawdown Management Approach in Vaca Muerta Shale”. (2018). SPE-189822-MS.
- Romain Cugnart, Sedera Rasoanaivo, Total S.A.; J.D. Williams-Kovacs, Universidad of Calgary; Mariano Raverta, Total Austral; C.R. Clarkson, Universidad of Calgary. “Early Time SRV Characterization Through Flowback Analysis: Application of Clarkson/Williams-Kovacs Technique to Vaca Muerta. (2017). URTEC 2689844.
- Thamy Sales, Universidad Nacional de Rio Negro; Adolfo Giusiano, Centro Patagonicos de Estudios Metalogeneticos; Nicolas Gutierrez Shmidt, Subsecretaria de Minería e Hidrocarburos – Neuquén; Julio Alonso. “Controles Estratigráficos sobre Propiedades de

la Roca en los Shales de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén”. (2014).

- Thompsom J., Anderson D., Nakaska D.,Anderson; Thompson Reservoir Strategies, Fernandez Badessich M.; YPF, Boulton C.; Mcdaniel & Associates. “Timely Understanding of Unconventional Reserves Through Rate Transient Analysis – A Vaca Muerta Case Study”. (2017). URTeC 2688694.