

Proppant Flowback

Caso de estudio yacimiento tight gas – Rincón de Mangrullo

Matías Acosta, YPF SA, matias.acosta@ypf.com - Martín Vitolo, YPF SA, martin.vitolo@ypf.com - Luciano Bayona, YPF SA, luciano.bayona@ypf.com - Mauro Soria, YPF SA, mauro.soria@ypf.com

Sinopsis

Como es conocido, el desarrollo en forma rentable de reservorios de baja permeabilidad, va de la mano de estimulaciones hidráulicas de gran magnitud. Dependiendo de diversos factores, propios de la formación, de la metodología de terminación del pozo o de la forma en que se lo produce, se pueden tener distintos grados de devolución de agente sostén de las fracturas hidráulicas.

Existen diversas técnicas tendientes a controlar este problema, ya sea desde la fase inicial de la estimulación del pozo, como remediativas en pozos puestos en producción.

El presente trabajo resume la problemática asociada al gran aporte de arena de pozos en un yacimiento *tight gas*, poniendo en criticidad el desarrollo del mismo, por verse afectada la integridad de instalaciones de superficie, posible pérdida de productividad de pozos, necesidad de intervenciones de limpieza con *Coiled Tubing*, incrementos de tiempos y costos asociados.

El uso de arena resinada curable para estos casos parecería ser la mejor opción, pero no dio los resultados esperados en su primera fase de implementación, llevando a desviar la búsqueda de potenciales soluciones en otras técnicas, con resultados aleatorios y no concluyentes.

Sustentado por un mayor entendimiento de la formación y geometría de las fracturas hidráulicas desarrolladas, a partir de simulaciones, perfiles de temperatura y ensayos de pozos, se hizo una continua evolución en la técnica de estimulación, siendo relevante para el control de arena el reemplazo de la técnica “Entrada Limitada” por “Punzado Centralizado”, garantizando el correcto empaque con agente sostén resinado en el *Near Wellbore*.

Otro punto importante para el eficiente control de arena con el uso de agente sostén resinado curable, es la correcta dosificación del activador de la resina en función de la Presión, Temperatura de fondo y tiempo de reposo que se le otorgue. Sin tener datos reales de temperatura en fondo durante la estimulación, una subestimación del enfriamiento puede llevar a una dosificación deficiente.

El trabajo aborda las acciones llevadas a cabo, curva de aprendizaje y lecciones aprendidas hasta encontrar la solución definitiva al problema y el impacto asociado en el proceso de optimización de la etapa de Terminación.

Introducción

Ubicación Geográfica

El Yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM) se encuentra ubicado en el Centro Oeste de la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Neuquén, 50km al norte de la Ciudad de Plaza Huincul. El bloque de explotación tiene una superficie de 181,7 km², con fin de concesión en Agosto del año 2022 y renovación automática al 2032. Perteneció a la Unidad de Negocios Áreas No Convencionales, Regional No Convencional de YPF, siendo ésta la operadora del área y propietario con 50% de participación, de UTE conformada con Petrolera Pampa SA.

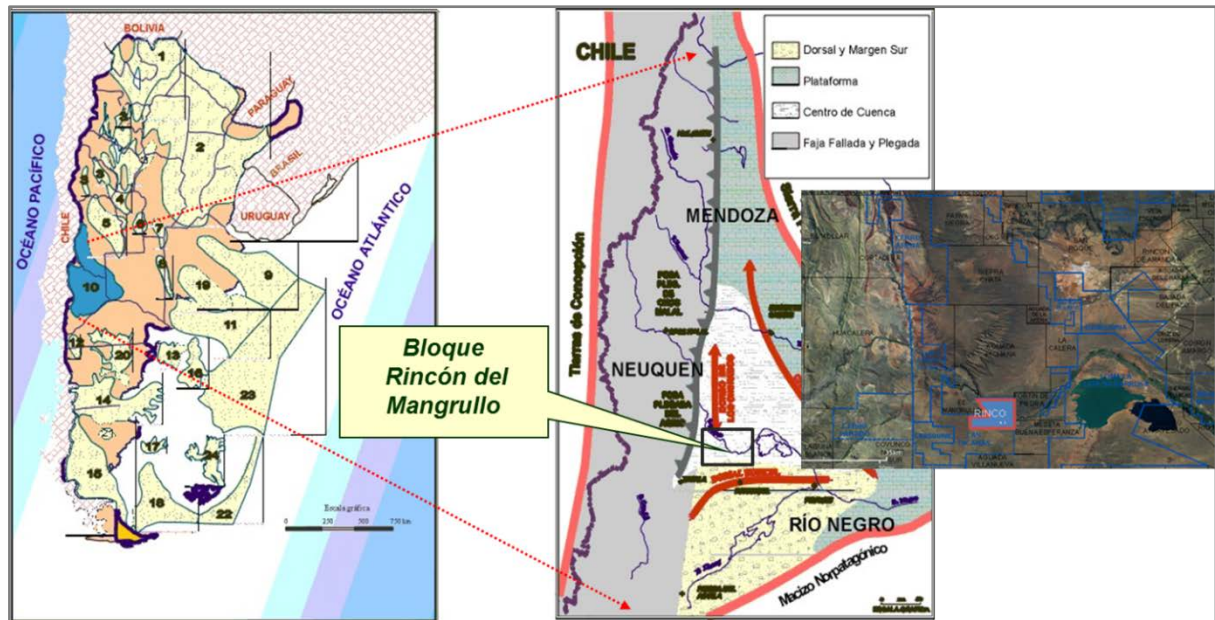


Figura 1. Mapa de Ubicación Yacimiento Rincón del Mangrullo.

Geología Regional y Estratigrafía

La Formación Mulichinco se integra por depósitos clásticos continentales hasta marinos marginales. Se han reconocido tres secciones, denominadas como inferior, media y superior (Vottero y González 2002), en las cuales se registra en general una tendencia transgresiva, la cual culmina con la ingresión marina del Hauteriviense Temprano (Fm Agrio).

En el Bloque Rincón del Mangrullo, la Fm. Mulichinco está constituida principalmente por areniscas finas a medias, distinguiéndose una sección basal eólica con presencia de facies subácueas, cuya petrofísica tiene una gran variación areal producto de intensa diagénesis. Continúa con una sección media fluvial, a la que sobreyacen los depósitos costeros a marino somero de la sección superior.

De los tres niveles geológicos definidos en la Formación Mulichinco, los miembros productivos bajo desarrollo en RDM son Mulichinco Inferior y Medio, con un espesor entre los dos que oscila desde 45m a más de 80m en algunos casos, comprendidos entre 1650m y 1850m TVD.

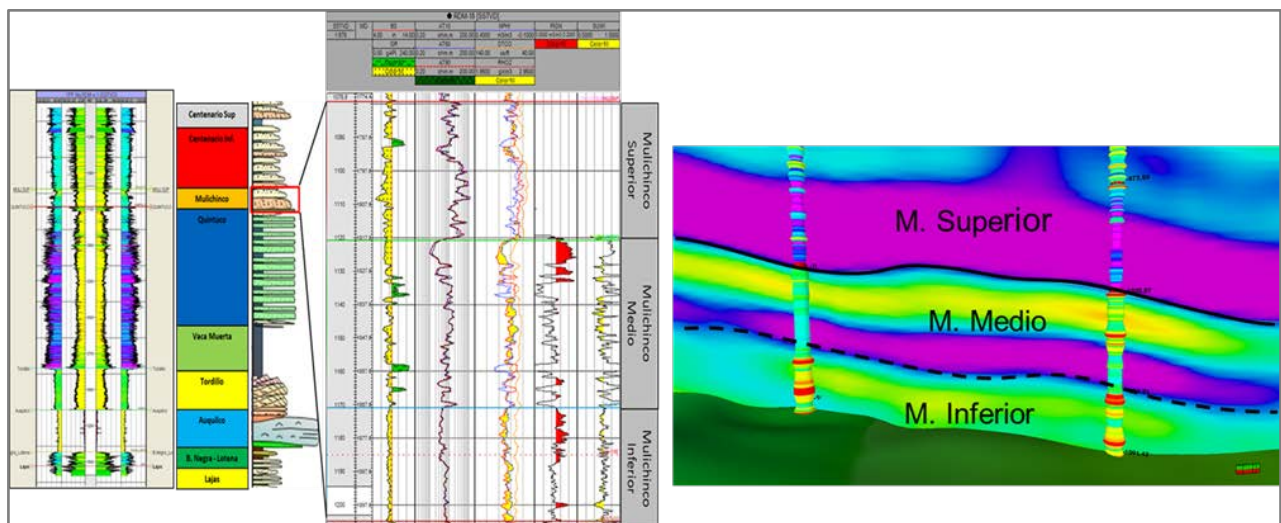


Figura 1. Integración pozo – sísmica, asociación de reflectores con capa objetivo.

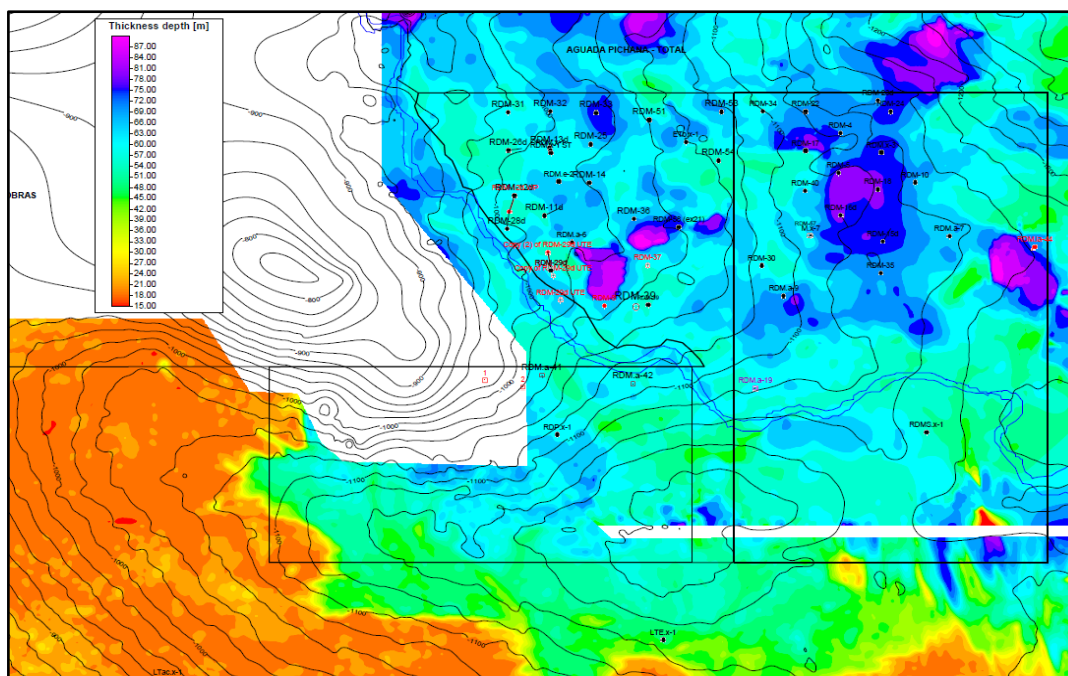


Figura 3. Espesor del conjunto Mulichinco Medio + Mulichinco Inferior

Problemática

Por tratarse de un reservorio de areniscas compactas de baja permeabilidad, *tight gas*, el desarrollo del mismo comenzó en el año 2013 contemplando la estimulación con fracturas hidráulicas de mayor magnitud a las realizadas en la fase exploratoria. En la industria, la devolución de agente sostén de las fracturas hidráulicas siempre ha representado un desafío, y muchas potenciales soluciones se han desarrollado con distintos ámbitos de aplicación y efectividad.

En la mayoría de los casos, la devolución de agente sostén se observa durante el ensayo inicial o *flowback* de limpieza, generando incrementos en los tiempos y costos a la etapa de Terminación, rotura de elementos de superficie, posibles derrames, etc. Cuando no se logra contener, la devolución de agente de sostén se traslada a la vida productiva del pozo, también generando en esta etapa mayores costos operativos, necesidad de intervenciones, comprometiendo la seguridad en instalaciones y plantas de superficie, y con probabilidad de afectar la productividad del pozo.

Aun cuando la devolución de arena de fractura no se prolonga mucho en el tiempo, debe ser tomada en cuenta ya que se generan zonas en la cercanía del pozo sin agente sostén, provocando el cierre de la fractura y posible desconexión, o una pérdida de conductividad en la zona más crítica.

Numerosos trabajos se han escrito en la industria para explicar, predecir y reducir la devolución de arena. El decantamiento de arena dentro de la fractura por altos tiempos de cierre, formaciones blandas y poco consolidadas, bajo *stress* de cierre de fractura, son los principales factores que promueven el movimiento de granos dentro del empaque, su desconsolidación y consecuente arrastre al pozo. Pero la literatura no provee herramientas para un entendimiento acabado de las causas y la técnica preventiva óptima a emplear, por lo que cada caso particular conlleva un proceso y curva de aprendizaje, como el realizado y presentado en el presente caso de estudio.

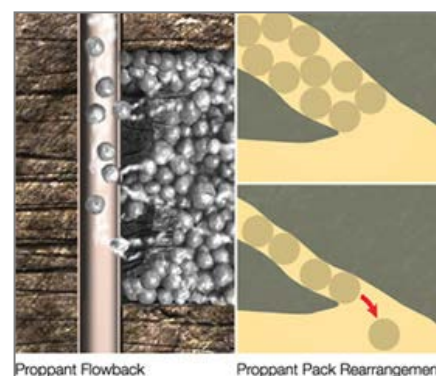


Figura 4. Efecto en Near Wellbore

Desarrollo

Historia

El yacimiento RDM comenzó su desarrollo masivo a finales de 2012, con 6 pozos terminados en fase exploratoria y de delineación del bloque antes del año 2006. Ninguno de estos pozos fue estimulado contemplando alguna técnica para control de arena, no representando todavía un desafío operativo.

Durante el año 2013 se terminaron 3 pozos, utilizando en dos de ellos Arena Resinada Pre-curada, pero más asociado a cuestiones de disponibilidad de stock.

Con la puesta en marcha en Junio de 2014 de la USP 1 (Unidad de Separación Primaria) de RDM, inició el desarrollo intensivo del campo, con continuo aumento de la actividad. Asociado a este incremento de actividad, comenzaron a detectarse cada vez con más frecuencia y severidad problemas de aporte de arena, estandarizando como primera medida el uso de un *tail-in* de Arena Resinada Curable en todas las Terminaciones.

Lejos de lograr una solución definitiva a la problemática, las complicaciones operativas, tiempos y costos extras incurridos en la etapa de terminación de los pozos, y problemas en instalaciones de superficie por el mayor número de pozos con devolución de arena puestos en producción, llevaron a una situación crítica en el año 2015, convirtiéndose en un eje principal para la continuidad del proyecto. Se resume a continuación la evolución de las técnicas de control empleadas y los resultados obtenidos.

Técnica Control de Arena	Período	Número de Pozos	Resultados
Ninguna	Exploración - 2014	9	Primeros indicios de abundante devolución de arena
A- Arena Resinada Pre Curada	2013 - 2014	4	No se logran resultados positivos de control de arena
B- Aditivo Sólido Deformable	2014	1	No se logra control de arena
C- Arena Resinada Curable - 5gpt	2014 - 2015	43	Resultados variables. Continúan problemas de aporte de arena
D- Arena Resinada Curable - 7gpt	2015	8	Algunos resultados positivos. No se logra control de arena en todos los pozos
E- Modificador de Potencial Eléctrico	2015	2	No se logra control de arena.
F- Arena Resinada Curable - 15gpt	2015-Actualidad	38	Se obtienen resultados positivos. Se logra control de arena con esta técnica

*gpt: gallon per thousand

Tabla 1. Técnicas de Control de Arena

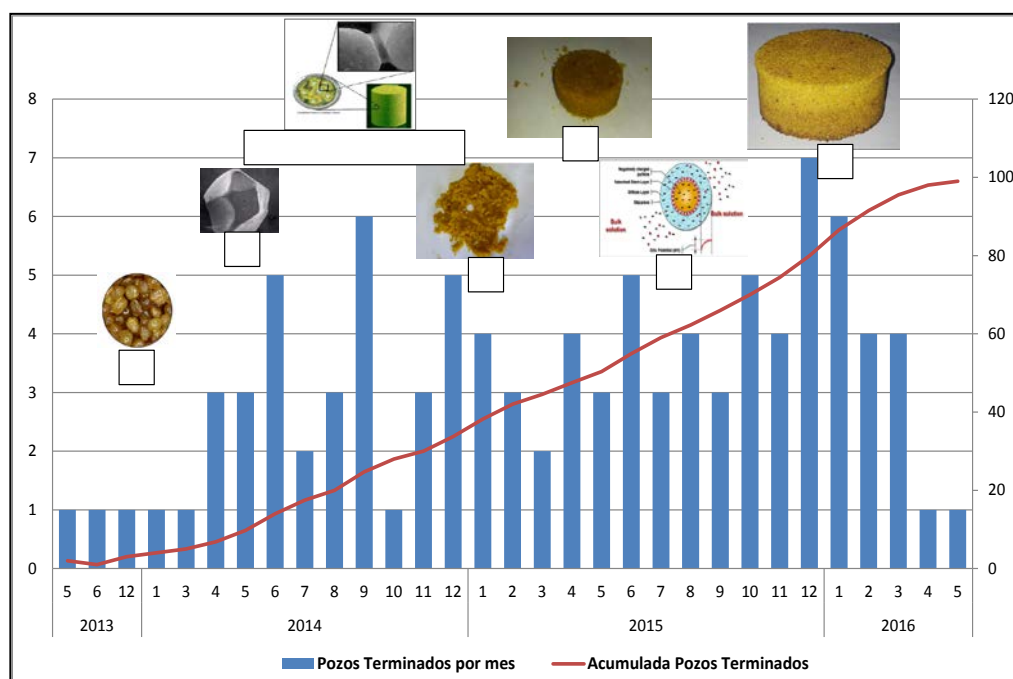


Figura 5. Evolución Desarrollo RDM y Técnicas Control de Arena

Causas de Devolución de Arena de Fractura

A continuación se hace una breve descripción de algunas posibles teorías que explican la devolución de agente sostén de las fracturas hidráulicas, aplicables a nuestro caso de estudio.

- Si el esfuerzo efectivo aplicado sobre el agente sostén es menor que la presión de arrastre ejercida por el fluido de formación, éste se podrá mover. Mientras mayor sea el esfuerzo efectivo, más estable debería ser el empaque. El esfuerzo efectivo o Presión de confinamiento se define como la Presión de Cierre (P_c) de Fractura o *Stress* mínimo menos la Presión de Fluencia (P_{wf}) en la fractura.

En el caso de RDM, el Gradiente de Cierre o *Stress* horizontal mínimo “ $Sh_{mín}$ ” es de 0.55 psi/ft promedio, dando una Presión de Cierre promedio de 3250psi, y considerando una Presión de fluencia de 1600psi, se obtiene:

Esfuerzo efectivo = $P_c - P_{wf} = 1650psi \rightarrow$ Menor a 2000psi se considera que el empaque puede ser inestable.

- De acuerdo con algunos estudios, la estabilidad del arco formado por los granos de arena de fractura frente a los punzados es dependiente del ancho de fractura. Si la fractura es demasiado ancha, la estabilidad del arco podría ser muy frágil. Esto implica que para un determinado ancho de fractura y tipo de agente sostén, exista un caudal máximo de producción por punzado por debajo del cual se podrá producir sin tener aporte del mismo. Normalmente no todos los punzados están conectados con la fractura hidráulica desarrollada, lo que incrementa el caudal de producción por orificio y las probabilidades de desestabilizar el empaque. Sobre este punto se trabajó en la metodología de punzado, punto que se desarrollará más adelante.

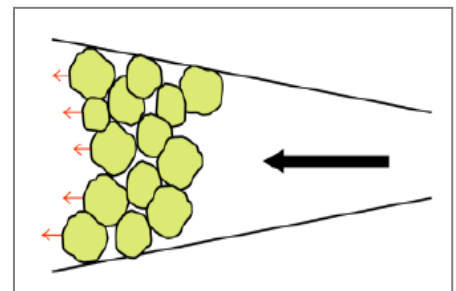


Figura 6. Estabilidad del Arco de Agente Sostén

- Al finalizar el bombeo y durante el tiempo que se deja el pozo cerrado, la fractura se encuentra todavía abierta. Tratándose de un reservorio de baja permeabilidad y alto tiempo de cierre de la fractura desarrollada, esto permite que ocurran fenómenos de decantación y convección en su interior. Al romperse el gel de fractura, el agente sostén decanta a la base de la misma obteniéndose una geometría con un mayor ancho en la parte inferior, la parte superior con las caras de la fractura apoyadas sin agente sostén en el medio, y la zona intermedia donde el agente sostén no se encuentra sostenido, permitiendo su arrastre.

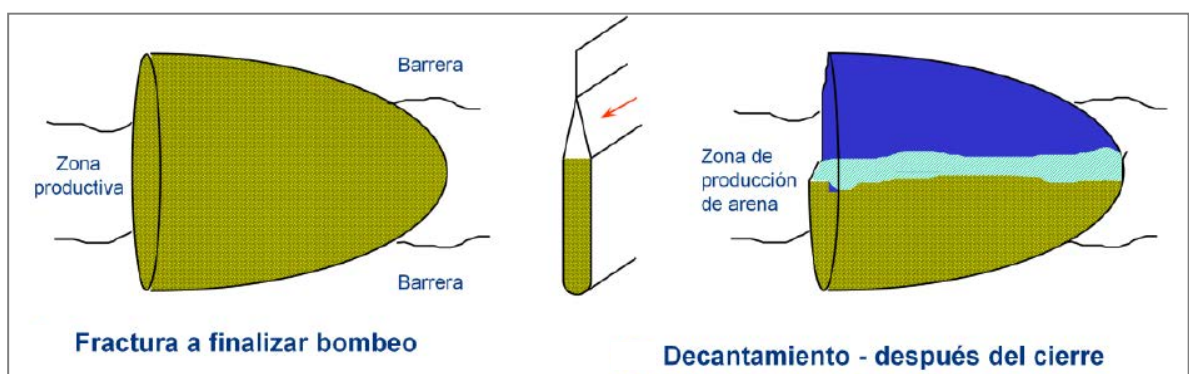


Figura 7. Decantamiento de Agente Sostén en la fractura

Técnicas de Control de Arena

Existen metodologías o prácticas recomendadas tendientes a reducir los fenómenos antes mencionados que pueden generar la devolución de arena de fractura. Entre las más comunes y ampliamente desarrolladas en la industria, se encuentran las relacionadas con la “Fase de Punzado”, y con la práctica conocida como “Cierre Forzado”, aquí repasadas:

- ✓ Fase de Punzados: si bien la fase de 0-180° es recomendada para controlar el aporte de arena de formación, ya que en formaciones poco consolidadas es importante que todos los orificios queden bien empaquetados, esta fase también presenta ventajas para contener la devolución de agente sostén de las fracturas. Al encontrarse en igual posición/defasaje frente al plano preferencial de crecimiento, se logra que todos los punzados tomen fluido y arena por igual, muy importante para tratamientos con un “tail-in” de arena resinada. Además, el incremento de tortuosidad en el *Near Wellbore* dificulta el movimiento de granos de arena hacia el pozo.
- ✓ Cierre Forzado: técnica ampliamente utilizada tanto para mejorar conductividad cercana al pozo, como para reducir aporte de arena de la fractura por fenómeno de decantación ocurrido una vez finalizado el bombeo, explicado anteriormente. La técnica, también conocida como *Reverse Screen Out*, consiste en abrir el pozo inmediatamente después de parar el bombeo a través de un orificio regulable en función del caudal durante la operación y el volumen total de fluido inyectado (0.5 a 2 bpm). Esto genera un movimiento de fluido dentro la fractura posicionando la mayor concentración de agente sostén en la cercanía de los punzados y una disminución de la Presión Neta cerca del pozo, provocando un cierre parcial de la fractura sobre el agente sostén, entrampándolo y generando un “arenamiento inverso”. La eficacia de esta técnica en términos de mejorar la conductividad, depende de varios factores como la técnica de fractura empleada, contraste de *stresses* en caso de Entrada Limitada, geometría desarrollada, ubicación del punzado, etc. El caudal de retorno debería ajustarse teniendo en cuenta estas consideraciones.

Estas técnicas no siempre son suficientes o efectivas en forma independiente, y tal fue el caso en RDM. Durante el año 2015, contando con diseños con Arena Resinada Curable, pero sin un resultado positivo sistemático, como primer medida se modificó la fase de punzados, pasando de 60° utilizada hasta el momento, a 180°, sin resultado favorable. Se decidió entonces probar la técnica de Cierre Forzado en dos pozos, teniendo el inconveniente de devolución de arena durante el mismo y complicando la continuidad de las operaciones, al estar empleando la metodología *Plug & Perf* en terminaciones con dos etapas de fractura.

Por estos motivos, en la industria se han desarrollado diversos aditivos para agregar al empaque de agente sostén y estabilizarlo, generalmente diseñados por las empresas de servicio, y debido a restricciones de las patentes cada una tiene su propia técnica o producto, con sus ventajas y desventajas.

Todos los sistemas para reducir la producción de agente sostén tienen un ligero impacto sobre la permeabilidad del empaque, pero mucho menos que la pérdida de conductividad que provocaría su producción.

Se presentan las técnicas utilizadas en RDM, con una breve descripción.

- Arena Resinada: arena natural recubierta con una película de resina (10 a 15 μm) que tiene por efecto mejorar la resistencia del agente sostén, mejorando la distribución de esfuerzos y evitando concentraciones de estreses puntuales entre granos. Además, por más que se produzca rotura del grano de arena, los finos son retenidos por esta película.

Existen dos tipos de Agente Sostén Resinado:

- Pre-curada: la resina ya se encuentra pre-curada o endurecida desde su proceso de elaboración. Además de conferir más resistencia mecánica al grano, también se incrementa

su resistencia al arrastre, siendo efectiva para control de arena en casos donde las velocidades de arrastre no son muy altas. Para condiciones de aporte de arena severas, este material no es efectivo.

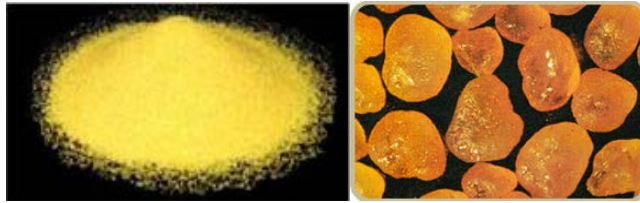


Figura 8. Arena Resinada Pre-Curada

- o Curable: la resina que recubre el grano no viene curada de fábrica, sino que termina de fraguar y endurecer bajo presión y temperatura una vez dentro de la fractura. Tiene por efecto pegar los granos de arena entre sí, generando un empaque consolidado que impide su movimiento, lo que la hace una de las técnicas más efectivas para control de arena. Dependiendo de las condiciones de fondo, es necesario el agregado de un activador a distintas concentraciones.



Figura 9. Arena Resinada Curable



Figura 10. Aditivo Sólido Deformable

- Aditivo sólido deformable: tecnología basada en el concepto de utilizar materiales con cierta plasticidad y del tamaño de los granos del agente sostén, con el objetivo de incrementar la cohesión del empaque. Una vez que la fractura se cierra, este aditivo se deforma aumentando la superficie de contacto aditivo-agente sostén, y por lo tanto incrementando la resistencia al arrastre. Limitación para altos caudales de producción. Cuando se exceden ciertas condiciones de fuerza de arrastre es necesario el uso de otra técnica.

- **Modificador de Potencial Eléctrico:** aditivo químico que mediante la alteración del potencial Zeta de las partículas, promueve la aglomeración por atracción de las mismas, generando una mayor conductividad al empaque por el reordenamiento de granos, y pudiendo utilizarse también para control de arena de fractura. El valor de potencial Zeta que se necesita para una buena aglomeración de sólidos varía entre +3 y -10 mV.

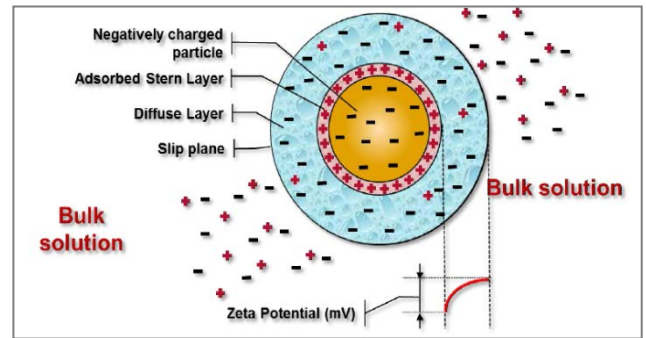


Figura 11. Modificador de potencial Zeta

Impacto de la devolución de Agente Sosten

La problemática asociada a la devolución de agente sosten se tornó el principal desafío del proyecto, generando un fuerte impacto negativo y desvíos de las Terminaciones que exigieron un trabajo multidisciplinario en la búsqueda de soluciones, tanto preventivas desde la Estimulación del pozo, como técnicas remediativas en pozos cuyo ensayo inicial producía grandes cantidades de arena a superficie, con la decisión de la Gerencia de no poner más pozos en producción en estas condiciones.

A continuación se resumen las principales problemáticas, y la metodología de análisis empleada por el equipo de trabajo en el proceso de búsqueda de una solución definitiva.

1. Presencia de arena de fractura en Ensayo Inicial de Terminación

El ensayo inicial o ensayo de limpieza post fractura, tiene la finalidad de dar arranque al pozo para extraer parte del volumen inyectado durante la estimulación, y evaluar su potencial productivo. Un comportamiento deseado de limpieza durante el ensayo, sin producción de arena, presenta un comportamiento como el mostrado en Fig.12.

Sin embargo, se repetían con mucha frecuencia situaciones muy alejadas de este comportamiento ideal. Ensayos con aporte de arena, erosión de orificios, codos y caños, ocasionaban diferentes intervenciones adicionales, reflejadas en el costo pozo. Se observa en Fig.13 un ensayo con estas características, y en Fig. 14 fotografías de taponamiento de codo en superficie y arena devuelta a pileta durante ensayo, en un pozo de RDM.

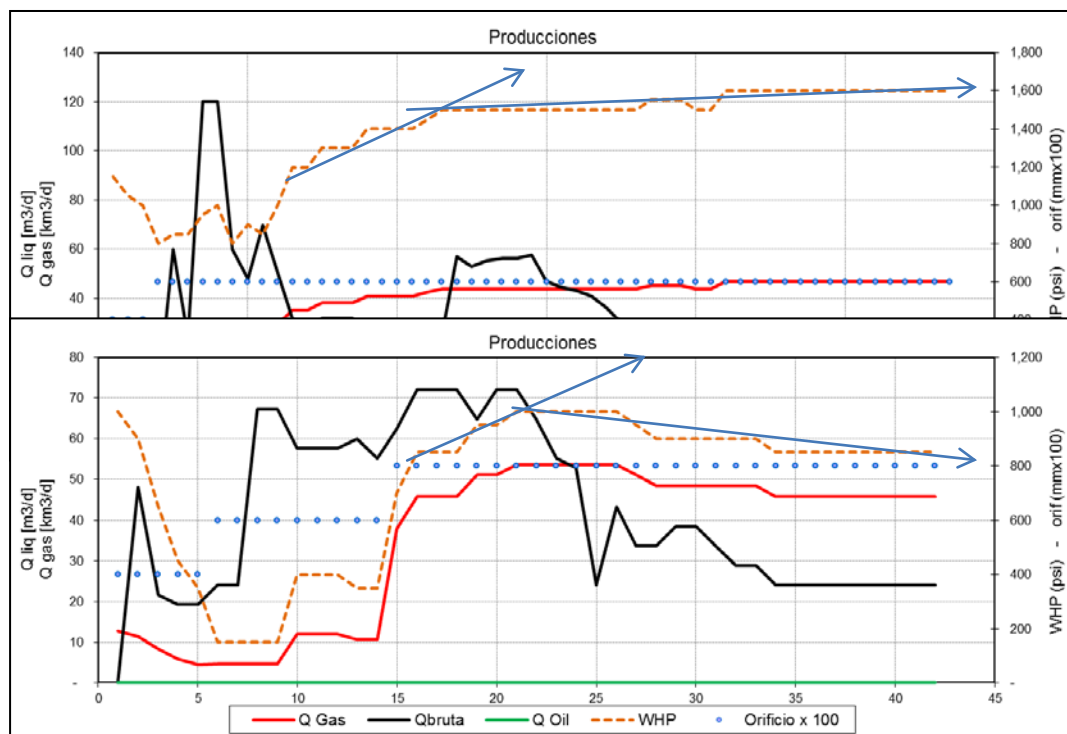


Figura 13. Ensayo de limpieza post fractura con devolución de arena



Figura 14. Taponamiento de codo y arena devuelta a pileta durante ensayo en pozo de RDM

Con el objetivo de comprender la problemática y poder realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de la situación, se realizó un relevamiento de los fondos contactados luego del ensayo por Casing, como así también post limpieza y ensayo por Tubing. Se clasificaron los resultados en las siguientes tres situaciones:

- A. Punzados con arena
- B. Reducción de cámara mayor al 50%
- C. Reducción de cámara menor al 50%

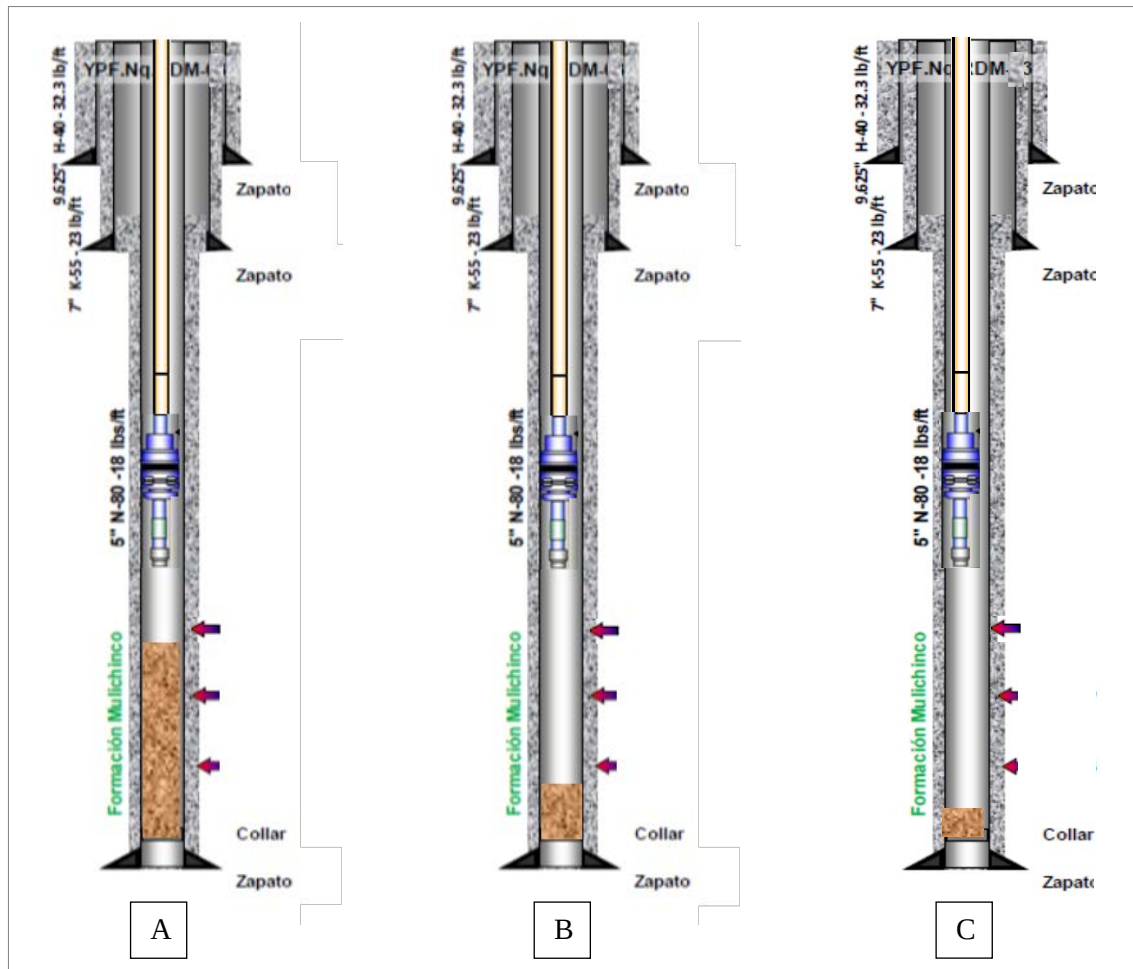


Figura 15. Clasificación de posibles situaciones de tope de arena en pozo

En el siguiente gráfico se representa la condición de los pozos relevados en orden cronológico. Si bien se ven pozos de las tres condiciones antes mencionadas a lo largo del tiempo, los pozos con mayor cantidad de arena devuelta aparecen a principios del año 2015

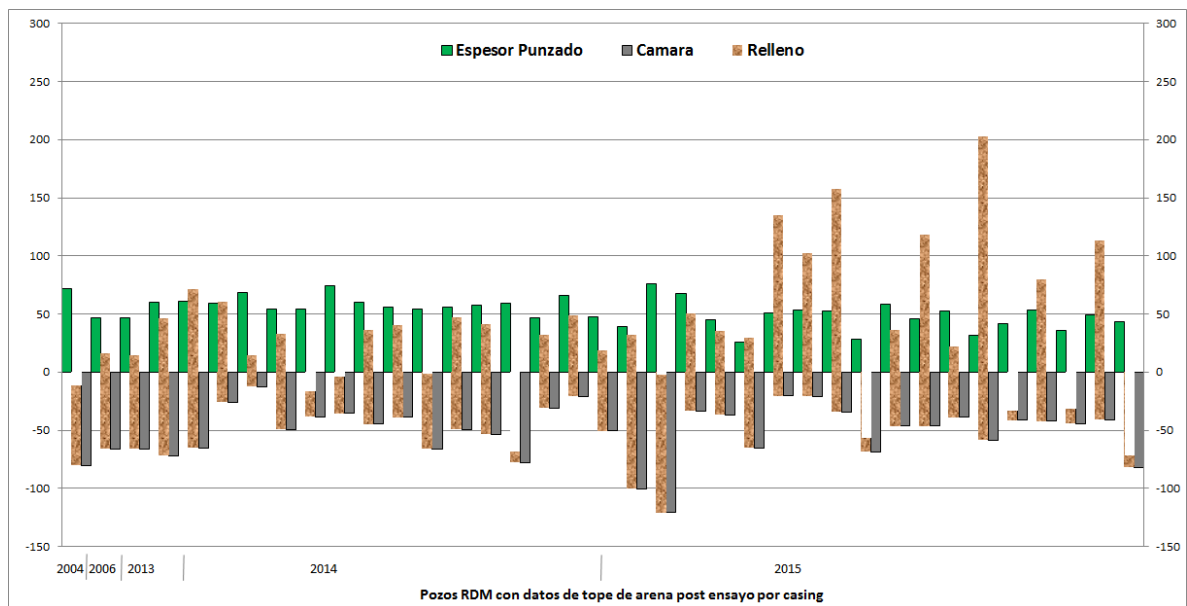


Figura 16. Topes de Arena en pozos post Ensayo por Casing

Este hecho puede estar asociado al incremento en la Calidad de Nitrógeno, que comenzó en el mismo período dentro de un proceso integral de optimización de las fracturas hidráulicas, buscando un fluido de fractura más limpio, con menos volumen de agua inyectado a formación. En RDM se utilizan fluidos energizados, con una calidad promedio que rondaba el 20%. Fue a fines del primer trimestre de 2015 cuando debido a un aumento en la capacidad operativa de la compañía de servicio, y algunas modificaciones en los diseños de fractura, se comenzó a aumentar la misma con el objetivo de llegar a fluidos con calidad de espuma. Se explica más adelante el posible motivo del impacto de esta modificación sobre la mayor devolución de agente sostén.



Figura 17. Incremento de Calidad de Nitrógeno en estimaciones de RDM

De un total de 37 pozos con datos de tope de arena post ensayo por Casing, 27 pozos se encontraban en la situación A, lo que representa un 73%. Además, un 13% de los pozos se encontraban con más del 50% de la cámara llena. Esto generaba intervenciones adicionales con Coiled Tubing, desviándose del programa original de Terminación. En la mayoría de los casos se logró limpiar arena hasta el collar, para luego bajar instalación final y realizar ensayo por Tubing.

Con la misma metodología, se procedió a realizar el análisis con datos de topes de arena luego del ensayo por Tubing. Si bien en esta ocasión un 49% de los pozos relevados se encontraban en la situación C, el porcentaje de pozos con más de la mitad de la cámara llena o tapando algún punzado seguía siendo muy elevado (51%), considerando que habían sido limpiados previamente y que luego eran entregados a producción en esta condición respecto al aporte de arena.

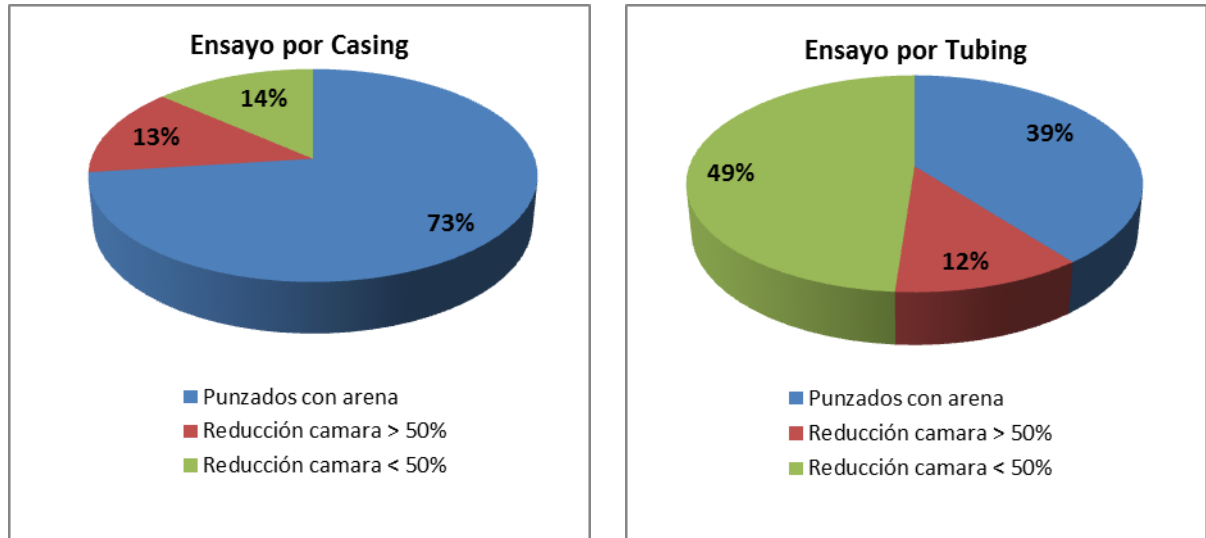


Figura 18. Detalle condición de pozo post ensayo por casing y por tubing

Se representa nuevamente en forma esquemática y orden cronológico, la situación de los pozos luego del ensayo por tubing.

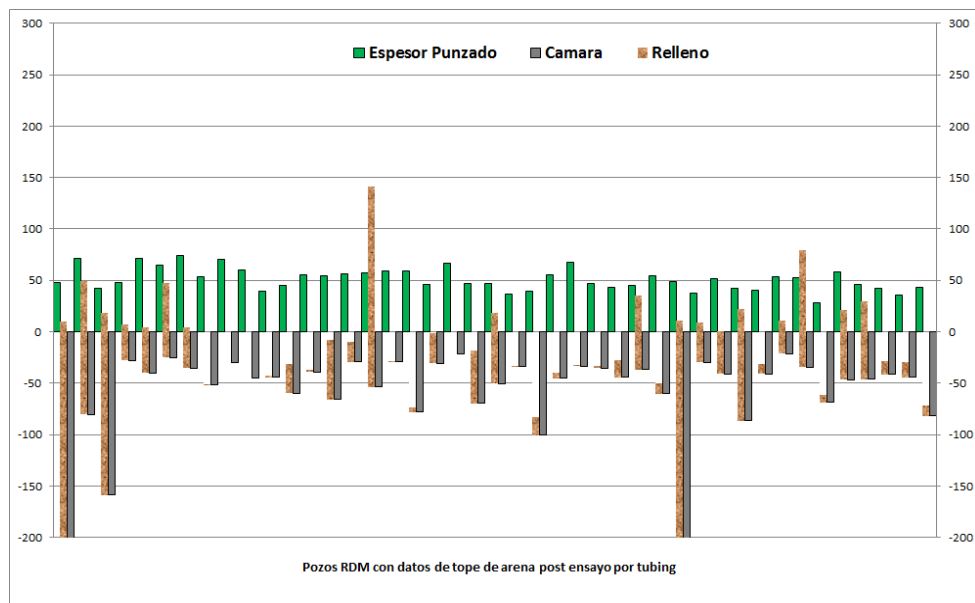


Figura 19. Tope de Arena en pozos post Ensayo por Tubing

2. Presencia de arena de fractura en operaciones de Producción

Para comprender mejor el fenómeno de la devolución de agente sostén y poblar con más datos para el análisis, se utilizó el fondo contactado durante los Gradientes Dinámicos realizados en pozos en producción.

Con información disponible de 81% de los pozos activos, se procedió al mismo análisis, sin observar en este caso una correlación cronológica evidente, pero encontrando que más de 30% de los pozos tenían punzados

tapados con arena, y casi otro 30% más de la mitad de la cámara reducida con relleno. Este hecho, además de generar complicaciones operativas, puede traer asociada una pérdida de productividad, generando un daño mecánico en el pozo por presencia de granos de distinto tamaño y arrastre de finos de formación.

Cabe destacar que este análisis no permite visualizar el arrastre de arena de fractura a superficie, con todos los riesgos y el impacto que ésta puede generar en instalaciones de superficie, tratándose de pozos de gas, donde la integridad de equipos e instalaciones es un factor fundamental.

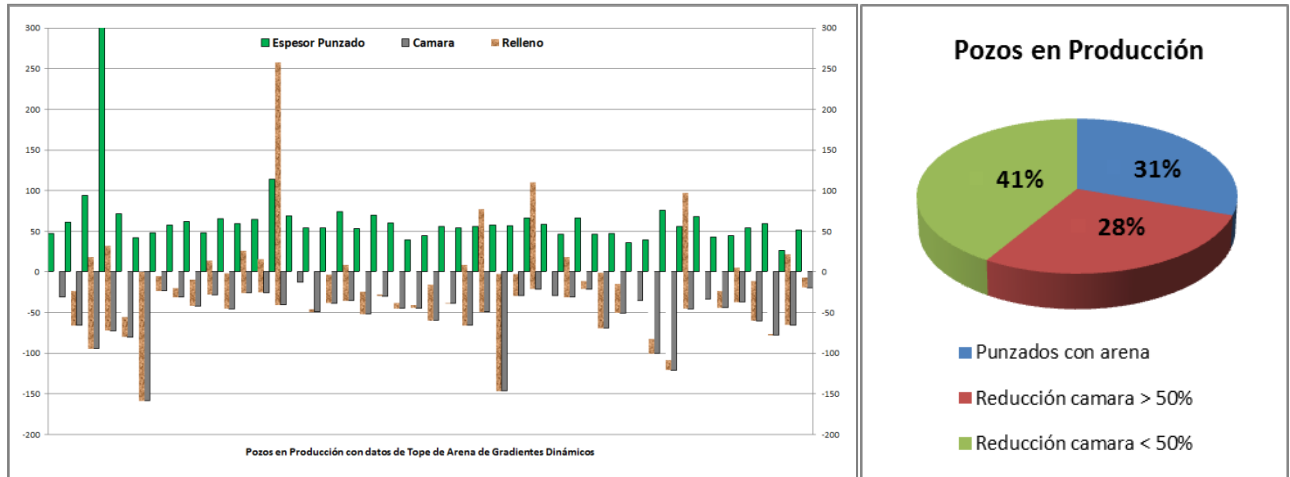


Figura 20. Tope de Arena en pozos en producción

Con el fin de analizar una posible correlación o factor litológico relacionado con la devolución de arena de las fracturas hidráulicas, se confeccionó el siguiente mapa en el que se representan las tres situaciones antes estudiadas. En el mismo se observa que la producción de arena es aleatoria, sin presentar ninguna tendencia apreciable geográficamente, o relacionado con características de roca como condición de esfuerzos, rugosidad, ni tipo de fluido, viscosidad, etc.

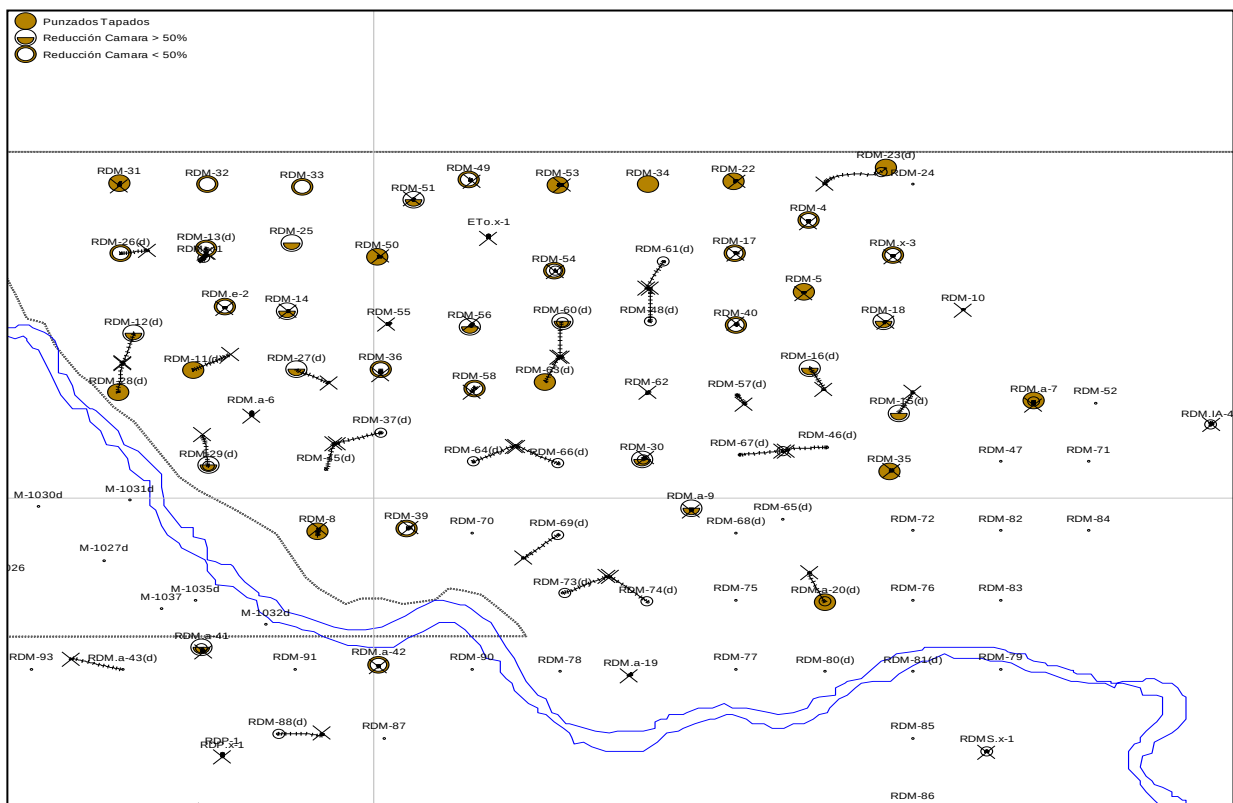


Figura 21. Mapa con distribución de pozos en distintas condiciones de tope de arena

3. Impacto sobre Etapa de Terminación

Como se viene mencionando a lo largo del trabajo, la devolución de arena de fractura genera un impacto directo sobre los costos y tiempos de la Terminación. Este desvío respecto a lo planificado, además de incrementar el costo pozo, atenta contra el avance del proyecto en metodología tipo factoría, fundamental para este tipo de desarrollos donde la eficiencia operativa y la reducción de costos juegan un rol protagónico.

A continuación se muestra un detalle de la evolución porcentual, por Trimestre 2015, de los NPT's (*Non Productive Times*) hasta el Q3, períodos críticos respecto a la problemática estudiada. Para el mismo, se clasifican los Tiempos Perdidos en los siguientes rubros:

- Condición de Pozo
- Operadora
- Cía de Servicio
- Equipo WO
- Clima/Gremial

Se observa claramente, en Fig. 22, que el fuerte impacto en los tiempos de la Terminación, está dado por el factor “Condición de Pozo”. En este concepto se consideran todos los tiempos no productivos ocasionados exclusivamente por una condición asociada al pozo, principalmente presencia de arena, ya sea por devolución durante el ensayo limpieza, como también producto de un mal desplazamiento (subdesplazamiento excesivo) que no permite continuar con la operación *Plug & Perf* en pozos con dos etapas de fractura.

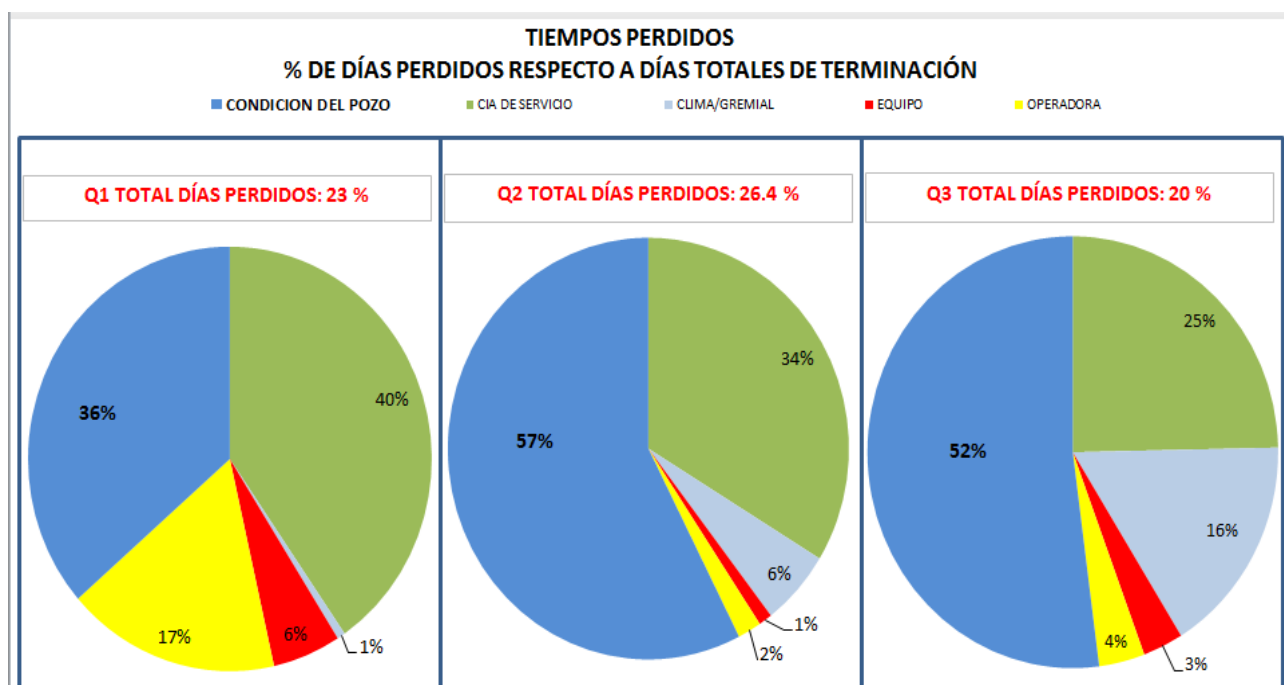
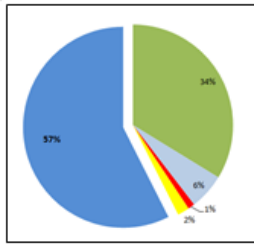


Figura 22. Porcentaje NPT's en Terminación, Q1-2-3 de 2015

Como se puede apreciar, el mayor porcentaje de NPT's se da en el segundo trimestre de 2015, período crítico y en el cual la problemática que se estudia en este trabajo pasó a ser el principal desafío. Esto se visualiza en el siguiente gráfico, donde más del 80% de las intervenciones con CTU eran debidas al gran aporte de arena de fractura luego del ensayo.



Q2 – TIEMPOS PERDIDOS x POR CONDICION DE POZO

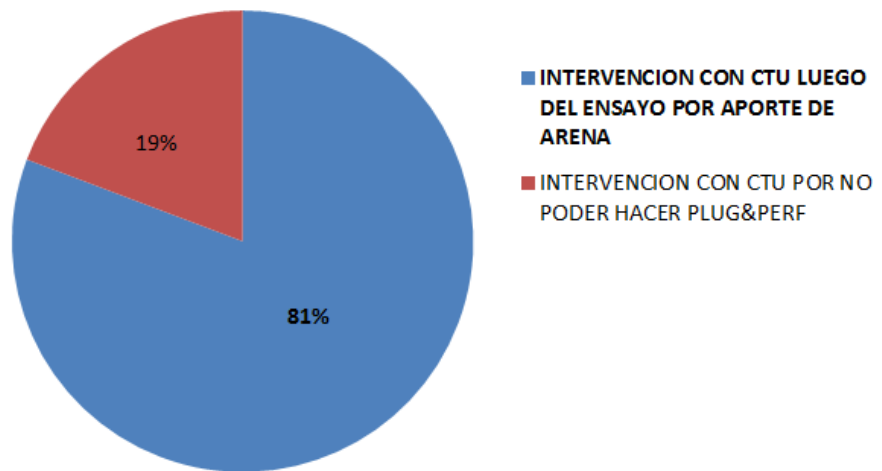


Figura 23. Detalle Tiempos Perdidos por Condición de Pozo

Agente Sostén Resinado Curable: Resultados Negativos, Análisis de Causas y Acciones de Mejora

Impulsado por la recurrencia de pozos con alta tasa de devolución de arena que se dieron en el segundo trimestre del año 2015 y principios del tercero, se acentuó la búsqueda de soluciones tanto en otras técnicas y tecnologías, como en comprender los motivos de falla del empaque con arena resinada curable.

Dentro de pruebas de otras tecnologías, se realizaron dos pozos con bombeo de Modificador de Potencial Zeta, ambos con resultado negativo para control de arena. Se intentó remediar en uno de ellos la problemática con la bajada de un filtro en fondo antes de su puesta en producción, pero tampoco se logró una solución al problema y por el contrario, generó un daño mecánico al pozo que afectó su productividad.

Siendo el uso de agente sostén resinado curable la metodología más recomendada y efectiva en la industria para contener aportes severos de arena de fractura desde la etapa de estimulación del pozo, y con los resultados negativos obtenidos hasta ese momento, se procedió a estudiar las posibles causas de su mal desempeño, y las acciones para corregirlo.

Como es sabido, para una correcta consolidación del empaque de arena resinada curable en reservorios de baja temperatura y presión de confinamiento, se recomienda el uso de un activador diseñado para completar el proceso de curado en los tiempos requeridos por la operación. Considerando en nuestro caso la necesidad del uso del activador, los tres principales factores que determinan un curado efectivo son:

- ✓ Temperatura de fondo
- ✓ Concentración de Activador de la resina
- ✓ Tiempo de reposo

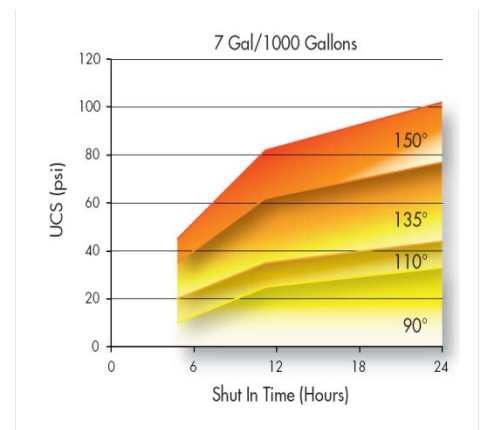


Figura 24. Unconfined Compressive Strength vs Shut-in Time and Reservoir Temperature @ 1000 psi

Cada proveedor recomienda en las hojas de datos de sus productos, la concentración de activador necesaria para una temperatura y tiempo de reposo dado, en función de la cohesión y resistencia desarrollada a un esfuerzo compresivo uniaxial (UCS).

Basado en los malos resultados observados utilizando las concentraciones recomendadas por estas tablas, se

Below 90 °F	7	4	2
90 - 110 °F	2	2	2
110 - 135 °F	2	2	2
135 - 150 °F	0	0	0
	0-6 hours	6-12 hours	12-24 hours

Tabla 2. Galones cada 1000 Galón @ 1500psi de Presión de Cierre

analizaron las posibles causas, sin perder de foco los principales factores mencionados anteriormente que determinan el efectivo curado de la resina.

➤ Temperatura de Fondo

Si bien las tablas del proveedor parecen ser una guía clara y sencilla de seguir como recomendación, se puede prestar a confusión el hecho de referirse a Temperatura de Reservorio en sus ensayos de curado, conociendo el efecto de enfriamiento que se da en fondo con el fluido de estimulación. El problema suele estar en una subestimación del enfriamiento generado, además del tiempo que tarda luego en recuperar la temperatura dada por el gradiente estático normal.

Para optimizar el valor considerado como temperatura de fondo para los ensayos de curado, en primera instancia se utilizaron los datos obtenidos de Perfiles de Temperatura post Mini Frac y Post Fractura, corridos en algunos pozos con el objetivo principal de estimar altura de fractura desarrollada. En ambos casos se toman registros en carreras realizadas en diferentes momentos luego del bombeo (1, 2 y 4 horas), pero presentan las siguientes limitaciones:

- ✓ Perfil Post Mini Frac: el volumen de fluido inyectado es muy chico comparado con el del tratamiento, por lo que el enfriamiento generado es considerablemente menor
- ✓ Perfil Post Frac: la base del perfil es el tope contactado de arena luego de la fractura. Dado que las fracturas se suelen subdesplazar, el mismo se encuentra algunos metros por encima de la zona punzada, que es donde se observa el mayor enfriamiento.

A pesar de esto, los perfiles de temperatura permitieron notar que pasadas 4 horas del bombeo, en ningún caso se llega a recuperar la temperatura original del reservorio, y en ese momento se dejaba el pozo cerrado períodos no mayores a 2 horas, sobreestimando la temperatura para los ensayos de curado del agente sostén. Se muestra esta situación en Fig. 25.

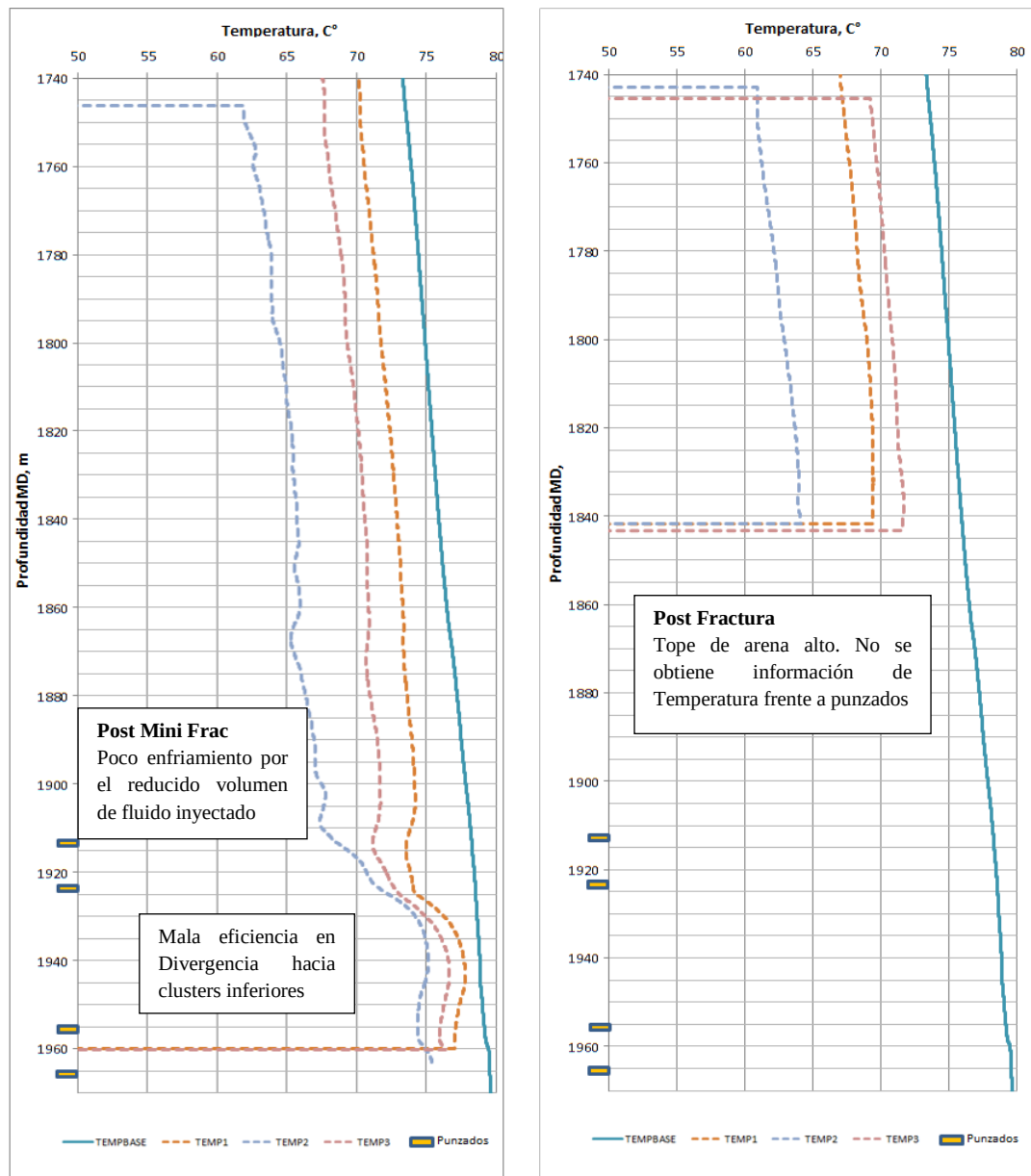


Figura 25. Perfiles de Temperatura post Mini Frac y Post Fractura, pozo RDM con Monoetapa, 4 clusters

Por no contar aún con el dato preciso de la temperatura alcanzada en fondo durante la fractura, y sin poder bajar sensor de temperatura durante la estimulación a través de Casing, se buscó referencias en pozos de otros campos de condiciones similares que contaran con esta información. Se puede observar en las siguientes cartas, operaciones de fractura a distinta profundidad en un mismo pozo, una partiendo de una temperatura inicial en fondo de 65°C y la otra de 116°C, y obteniendo en ambas enfriamientos a 15°C y 20°C respectivamente, como se observa en Fig. 26.

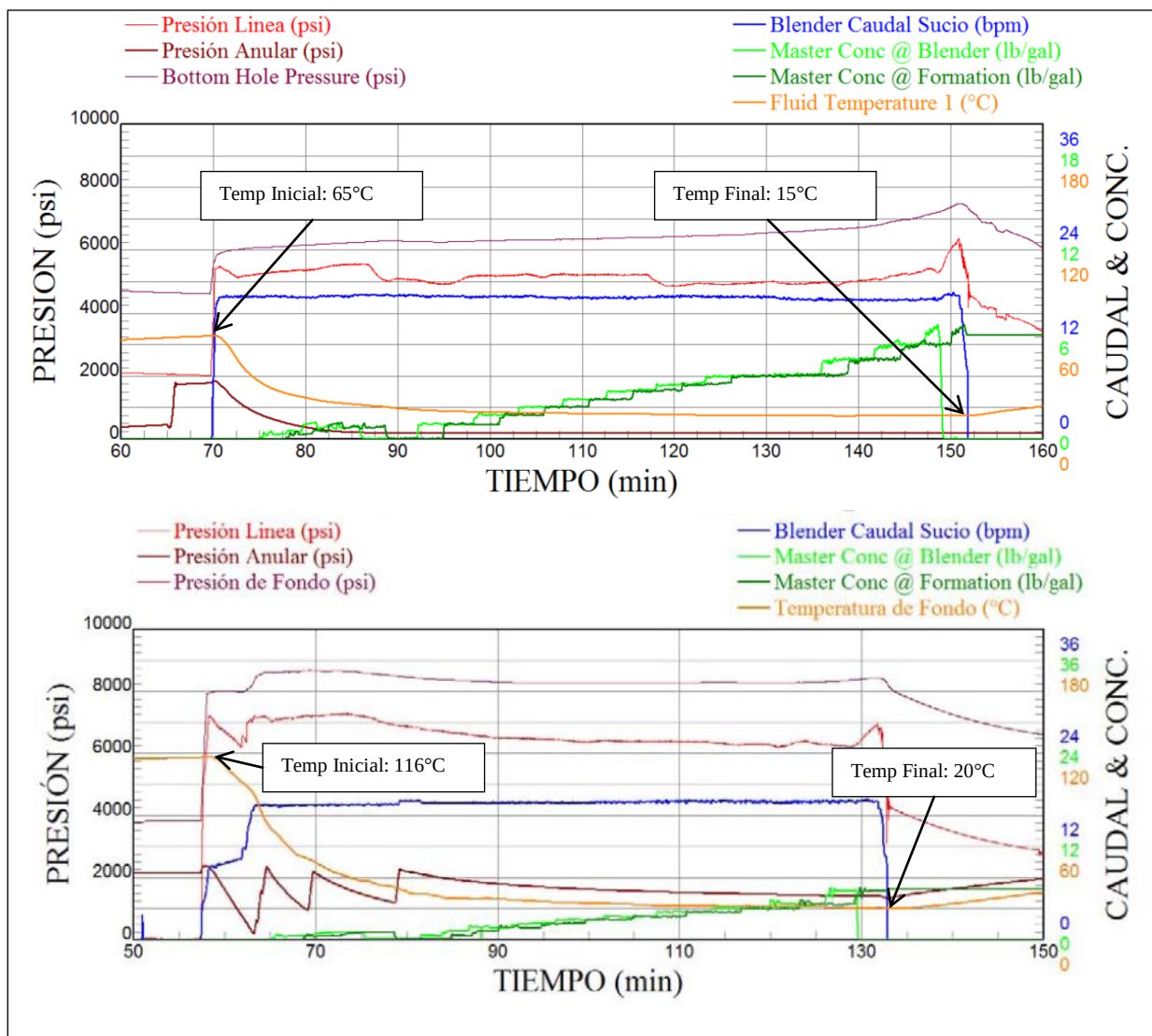


Figura 26. Cartas operaciones de estimulación con sensor de temperatura en fondo, pozo de referencia.

➤ Concentración de Activador de Resina

Partiendo del punto anterior analizado respecto a la temperatura de fondo, el siguiente factor relevante para determinar la concentración necesaria de activador fue respecto a la calidad de nitrógeno utilizada en el fluido de fractura. Como se mostró anteriormente, los problemas más severos de aporte de arena coinciden con la etapa en la que se incrementó la calidad de nitrógeno utilizada. Revisando las hojas técnicas de productos de los distintos proveedores, se encontró la recomendación para el caso de fluidos energizados o espumados, de aumentar la concentración de activador en la fase líquida del fluido, con el objetivo de compensar por la fase gaseosa presente en la formulación final. Este fenómeno no había sido tenido en cuenta hasta el momento, llevando a rediseñar los ensayos de curado en laboratorio, a temperaturas más bajas y distintas concentraciones crecientes de activador, resumidas en Tabla 3.

Ensayo	Aspecto final	Concentración (gpt)	Observación
1		5	Granos no adheridos. No se logra formar pastilla de arena.
2		7	Granos adheridos. Se forma pastilla de arena fragil.
3		10	Granos adheridos. Se forma pastilla de arena resistente a presión pero con desprendimiento de granos.
4		15	Granos adheridos. Se forma pastilla totalmente consolidada.

Tabla 3 – Ensayos de Curado a 40°C – 6 horas de fragüe

➤ Metodología de Terminación y Tiempo de reposo.

Dentro de un proceso de optimización de las estimulaciones en RDM, que excede el alcance de este trabajo, uno de los cambios realizados relacionados con el control de arena, fue la migración de fracturas hidráulicas con técnica “Entrada Limitada” (a través de más de un punzado), a fracturas a través de un punzado centralizado. El mismo, además de estar sustentado por un mayor entendimiento del comportamiento y geometría desarrollada de las fracturas hidráulicas, se basó por el gran aporte de arena blanca observado en un pozo con dos punzados, con un diseño de fractura tipo con arena resinada curable solo al final del tratamiento. Esto se debe a que no es posible garantizar, en todos los casos, una correcta divergencia por todos los clusters a estimular, corriendo el riesgo de no apuntalar con el agente sostén resinado todos los puntos de conexión pozo – reservorio. En la siguiente figura se representa esto gráficamente. Si asumimos el área roja como el volumen de fractura apuntalado con arena resinada, se observa en el caso de la Entrada Limitada que no todos los punzados admitieron el mismo, producto de una divergencia deficiente.

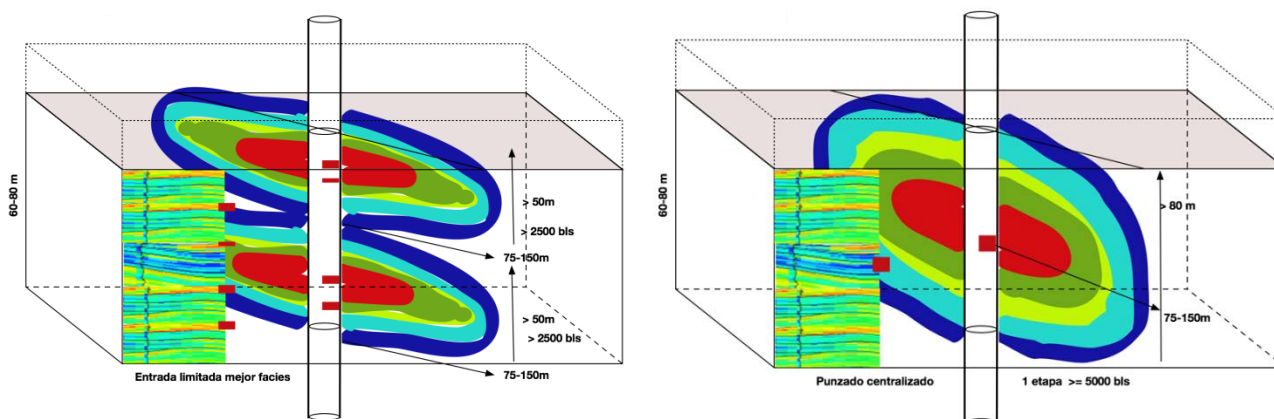


Figura 27. Metodologías de Terminación: Entrada Limitada vs Punzado Centralizado

Otro de los puntos de importancia que se modificaron fue el tiempo de cierre que se da al pozo, motivado por los tiempos observados en ensayos de laboratorio para un correcto curado de la resina. Este cambio también vino enmarcado en una modificación en la metodología de ensayo inicial de limpieza del pozo. Originalmente se realizaban ensayos por casing, dándole no más de 2 horas de reposo, pero luego se eliminó el ensayo por casing, bajando en primer instancia Instalación Final, y abriendo el pozo para ensayo directamente por tubing. Con esto, se asegura siempre el mínimo tiempo recomendado de reposo de 6 horas.

Resultados

Luego del proceso de análisis de causas y acciones propuestas desarrolladas en este caso de estudio, y habiendo probado diferentes técnicas sin resultados favorables en forma independiente, se implementó finalmente la metodología que llevó a la solución del problema de forma definitiva y sistemática, que se resume en los siguientes puntos:

- ✓ Uso de arena resinada curable al final del tratamiento de fractura hidráulica.
- ✓ Incremento de Concentración de Activador de Resina a 15 gpt.
- ✓ Aumento de tiempo de cierre de pozo a mínimo de 6 horas.
- ✓ Fractura a través de un punzado centralizado en lugar de divergencia por más de un cluster.
- ✓ Punzado en fase 0-180°

Estas acciones, relacionadas directamente con el proceso de estimulación del pozo, en conjunto con una serie más de medidas adoptadas dentro del proceso de optimización de la Etapa de Terminación en su totalidad, permitieron reducir, o eliminar en muchos casos, los desvíos que existían entre lo real y lo planificado, dando como resultados una reducción en los tiempos promedios de un 27%, reflejado también en un 19% de reducción en el costo promedio de las terminaciones en RDM, para el año 2015.

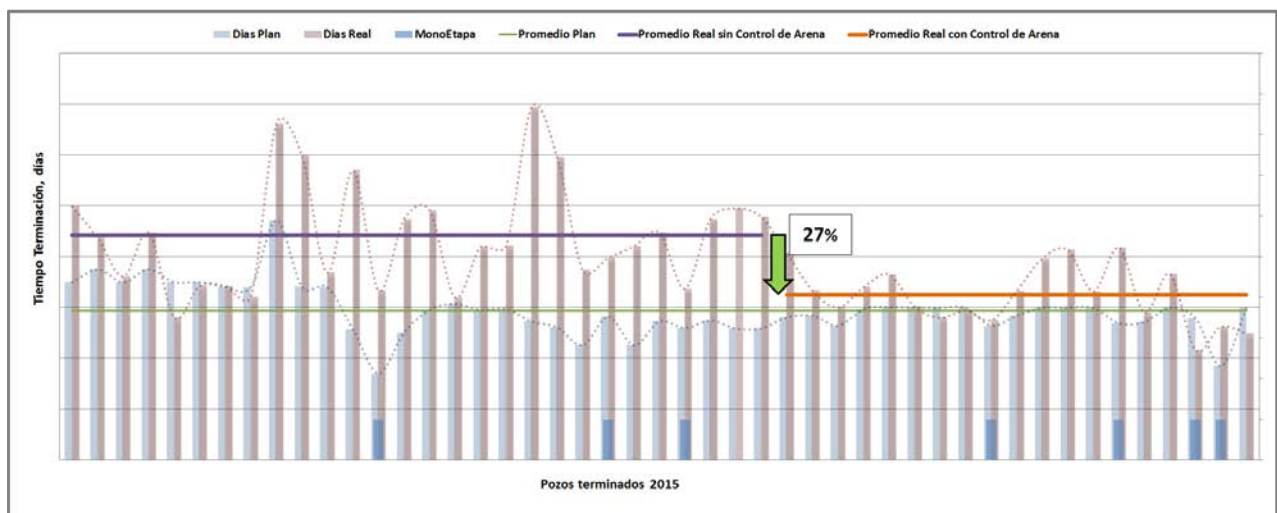


Figura 28. Reducción de Tiempos Promedios de Terminación asociados a Control de Arena

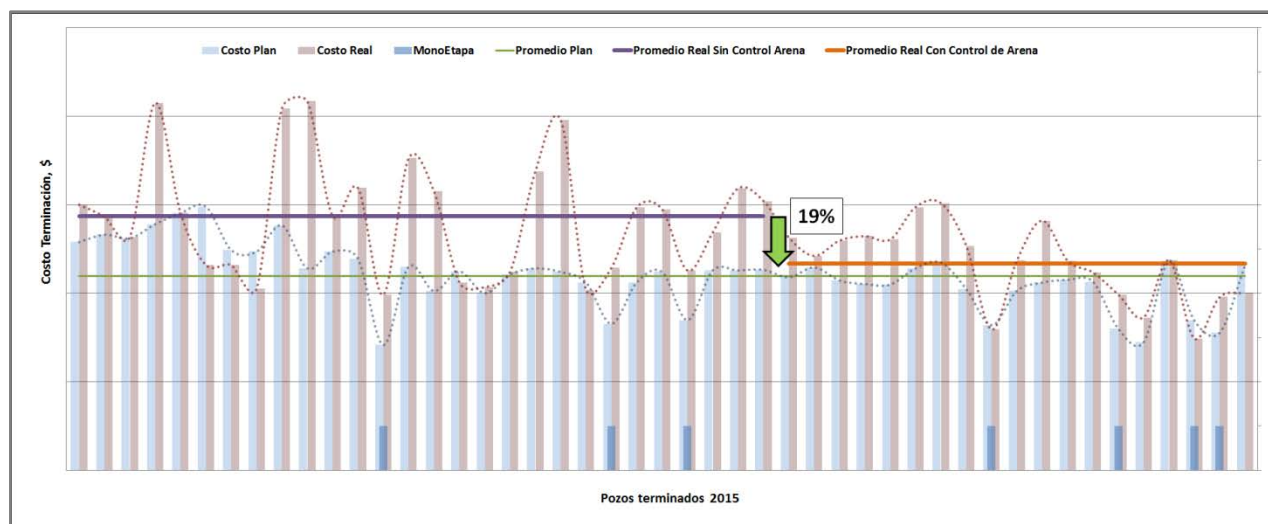


Figura 29. Reducción de Costos Promedios de Terminación asociados a Control de Arena

Conclusiones

- El aporte de arena de fractura puede tornarse crítico para el desarrollo de un proyecto cuando no es tratado a tiempo, sobre todo en yacimientos de gas, donde la integridad de las instalaciones de superficie es fundamental.
- Si bien existen técnicas remediativas de control de arena para pozos en producción, requieren de intervenciones que suelen ser más costosas y no siempre efectivas. La forma más eficiente y rentable de controlar esta problemática es desde la estimulación del pozo en la etapa de terminación.
- Cuando la devolución de agente sostén es severa, para este caso de estudio se demostró que el material más efectivo es el agente sostén resinado curable. Otras tecnologías disponibles en el mercado no desarrollan suficiente coeficiente de fricción entre granos.
- El uso de agente sostén resinado curable como tail-in del tratamiento de fractura, debe ir acompañado de otras técnicas para asegurar o favorecer la colocación del mismo en todos los puntos de conexión del pozo con la fractura desarrollada.
 - A nivel punzados, se recomienda la fase 0-180°, para que todos los orificios se encuentren en la misma condición de estrés y desfase respecto al plano preferencial de crecimiento de fractura.
 - Respecto a cantidad de clusters por etapa, si las características de la formación y estrategia de estimulación lo permite, se recomienda fracturar por un punzado centralizado. Se demostró que en terminaciones con técnica “Entrada Limitada” no siempre se logra buena eficiencia en la divergencia, observando aporte de arena blanca en lugar de resinada, última bombeada.
- La concentración del Activador de resina es un punto crítico para una correcta consolidación del empaque. Si bien las hojas técnicas del producto presentan tablas con concentraciones recomendadas en función de las condiciones de fondo y tiempo de cierre, las mismas suelen no ser suficientes.
 - Una subestimación de la temperatura de fondo alcanzada durante la estimulación, y del tiempo requerido para recuperar la temperatura original de formación, conllevan a ensayos de curado no representativos, y una dosificación deficiente del activador.

- El uso de fluidos energizados o espumados también debe ser tenido en cuenta, debiendo aumentar la concentración en la fase líquida para compensar por la fase gaseosa presente en la formulación final del fluido en fondo.
- El control del aporte de arena durante la estimulación permitió avanzar hacia otras optimizaciones dentro de la etapa de terminación del pozo, con un fuerte impacto sobre los tiempos y costos, reduciendo principalmente las intervenciones con CTU y ajustando los tiempos reales a los planificados, de suma importancia para el desarrollo de un campo en modo factoría.

Bibliografía

Curso Interno Estimulación, Emmanuel d'Huteau – YPF SA

PETSOC 03-11-02: Proppant Flowback Control in Deviated Shallow Gas Wells – *Browne, D.J., Wilson B.A.*
SPE 29600 - Engineering Criteria for Fracture Flowback Procedures - *Barree, Robert D., Marathon Oil Company; Mukherjee, Hemanta, Schlumberger Dowell*

SPE 47382 - Rock Mechanical principles help to predict proppant flowback from hydraulic fractures - *Andrews, J.S., Statoil; Kjørholt, H., Statoil*

SPE 56726 - Understanding Proppant Flowback - *Parker, Mark; Weaver, Jim; Van Batenburg, Diederik, Halliburton Energy Services Inc.*

SPE 20708 - New Techniques and Quality Control Find Success in Enhancing Productivity and Minimizing Proppant Flowback - *Ely, J.W., Holditch S.A. and Assocs. Inc.; Arnold, W.T. III, Phillips Petroleum Co.; Holditch, S.A., Texas A and M U.*

CV

Matías Acosta, Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional de Cuyo. En el año 2012 ingresa a YPF realizando Master E&P con especialidad en Ingeniería de Estimulación. En 2013 comienza su carrera como ingeniero de estimulación para la CGSJ, con base en Las Heras, Santa Cruz. En Octubre de ese año se incorpora al grupo de Estimulación NOC en Neuquén, participando en el proceso de optimización de diseños de fractura hidráulica para la Fm Vaca Muerta, shale oil y shale gas, y Fm Mulichinco, tight gas.

Martín Vítolo, Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo. En el año 2011 ingresa a YPF realizando el Master E&P con especialidad Reservorios. En 2012 comienza su carrera como ingeniero de estimulación para el piloto No Convencional, trabajando sobre numerosos proyectos enfocados en la optimización del desarrollo de la Fm Vaca Muerta. Desde enero 2016 lidera el departamento de Estimulación NOC.

Luciano Bayona, Ingeniero Químico egresado en la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con más de 10 años de experiencia en la industria petrolera, trabajo en Pluspetrol S.A como ingeniero de reservorios para la cuenca Neuquina y del Noroeste. También trabajo en Venezuela participando en la evaluación de reservas de campos maduros en el Área Mayor de Socororo. Actualmente se desempeña en YPF S.A como Líder de Reservorio Operativo en Activos No Convencionales.

Mauro Soria, Ingeniero Electrónico de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba. En el año 2006 comienza su carrera en D.L.S. como ingeniero de mantenimiento eléctrico. Entre 2007 y 2013 trabaja en Pan American Energy como Ingeniero de Completación y Workover en Yacimiento Cerro Dragón, Comodoro Rivadavia. Desde Septiembre de 2013 a la actualidad se desempeña en YPF como Ing. de Workover de Diseño, para la Regional No Convencional, Neuquén.