

Diseños agresivos en tiempo real:

avances en las técnicas de fracturas de pozos gasíferos en la Fm. Springhill

Damián Strier¹, Gustavo Kruse², Maximiliano D. Duarte², Gustavo Henderson³

¹ Roch SA, dstrier@roch.com.ar;

² Halliburton Argentina SA, GustavoFederico.Kruse@halliburton.com,
Maximiliano.DiasDuarte@halliburton.com;

³ ProdEng SA, gustavo.henderson@prodengsa.com

Sinopsis

El análisis de los ensayos de recuperación de presión y la respuesta de producción de pozos de gas fracturados en la Fm. Springhill desde 1970 hasta el 2007 en las áreas operadas actualmente por ROCH SA en Tierra del Fuego, muestran que, con algunas excepciones, las fracturas no lograron estimular efectivamente el reservorio. Atendiendo a esta problemática, en los últimos cinco años ROCH SA promovió un cambio del paradigma a fin de mejorar la productividad, apoyándose en una re-evaluación detallada de los trabajos previos, en una serie de estudios específicos sobre fluidos, coronas y cuttings, y en la experiencia de las compañías de servicios. Como posibles causas se identificaron la falta de empaquetamiento de la fractura en la Fm. Springhill, la gran complejidad de fracturas desarrolladas en las cercanías del pozo, la alta heterogeneidad del reservorio y problemas de emulsión en los fluidos.

En sucesivas campañas, se fue desarrollando una técnica que permitió cuantificar el grado de complejidad en la fractura, y se adoptó la idea de re-evaluar el diseño en tiempo real, permitiendo que se modificara el programa según el comportamiento mostraba el pozo durante la operación. Se fueron probando diferentes estrategias, como aprovechar la complejidad para lograr empaquetamiento en la zona de interés (bombeando a bajo caudal, un fluido de baja viscosidad, con baja concentración de agente de sostén, para luego incrementar esta última con la mínima viscosidad de fluido), o intentar mitigarla desde el inicio, utilizando fluidos de diferentes viscosidades, distintos caudales de bombeo y slugs. La agresividad de los tratamientos en cuanto a grandes volúmenes, altas concentraciones y baja ventana de estabilidad gel, fueron los aspectos distintivos de las operaciones, permitiendo elevar el porcentaje de éxitos en fracturas de pozos de gas, de un 30% histórico, al 70% actual.

El rol del caudal y la viscosidad del fluido en el grado de complejidad detectado, resultó consistente con observaciones directas de laboratorio y modelos computacionales de detalle publicadas en la literatura, dando mayor sustento a la visión global de la dinámica del crecimiento de la fractura en el reservorio.

1. Introducción

En los estudios referidos a la geología del petróleo de la Cuenca Austral, (Peroni, *et. al.*, [1]), se reconocen 3 sistemas petroleros de los cuales el llamado Inoceramus Inferior – Springhill es el más importante desde el punto de vista de la producción y las reservas. En las áreas operadas por ROCH SA (UTE - Río Cullen Las Violetas) en la provincia de Tierra del Fuego, la producción de gas proviene exclusivamente de este sistema, siendo la roca reservorio principal las areniscas que constituyen la Fm. Springhill, y en menor medida, la parte superior de la Serie Tobífera (vulcanitas y areniscas tobáceas). La roca madre del sistema lo constituye la Fm. Pampa Rincón (Palermo Aike en el continente). La profundidad de los yacimientos se encuentra entre 1600 y 3000 mts.

En la columna estratigráfica, la Fm. Springhill (de espesor característico, 10/30 mts) está limitada superiormente por las pelitas de la Fm. Pampa Rincón (90 mts), e inferiormente por las areniscas tobáceas y tobas retrabajadas, con baja porosidad primaria y secundaria que constituyen la parte superior de la Serie Tobífera. A pesar que sus límites son más difusos, estudios regionales a partir de sísmica y pozos le otorgan un espesor característico de 10/20 mts (Lenge [2]).

Estudios de estratigráficos, muestran que una característica significativa de la Fm. Springhill es el alto número de facies bien diferenciadas y de asociaciones de facies (ver por ejemplo, Schwarz *et. al.*, [3]). Esto se traduce en un elevado grado de heterogeneidad vertical y lateral de las propiedades petrofísicas, tal como reflejan los perfiles de pozo, y con mayor claridad, los estudios sobre testigos corona. Las porosidades efectivas varían típicamente entre un 10% y un 20%, y las permeabilidades absolutas de los reservorios entre 0.01 mD (tight sands) y 100 mD. Siendo que las variaciones laterales suelen ocurrir en distancias menores al espaciamiento característico entre los pozos, resulta importante para planificar un desarrollo, contar con alguna herramienta que permita mejorar la productividad de aquellos pozos perforados en zonas relativamente pobres del reservorio. La fracturación hidráulica y la perforación horizontal son los métodos clásicos para utilizar en estos casos.

En este trabajo nos concentraremos en la experiencia desarrollada por ROCH SA, respecto al primero de los métodos, haciendo especial hincapié en las fracturas de pozos de gas, las cuales fueron históricamente en la isla, las menos exitosas. Siendo que las áreas operadas por ROCH SA son mayormente gasíferas, estas fracturas son a la vez, las más relevantes. Esto motivó al consorcio en el año 2008 a decidir emprender un proceso de aprendizaje sin antecedentes en la isla. A pesar de las condiciones generales adversas para la industria, una logística compleja y costosa, se mantuvo la voluntad de perfeccionar las estimulaciones, hasta obtener una metodología satisfactoria. Se desarrolló la idea de una programación “dinámica” de la estimulación, que no estuviera limitada en recursos por un programa fijado de antemano, sino que el mismo pudiera ir transformándose en tiempo real, según la respuesta del pozo. Para tal fin, fue necesario disponer una mayor cantidad de recursos en locación (agente de sostén, bombeadores, tanques de fractura, unidad de tubería flexible, unidad de hidratación, entre otros), que permitió fundamentalmente investigar nuevas estrategias para fracturar sin un diseño fijo. Debido a la falta de disponibilidad de compañías, equipamientos, y productos en la provincia de Tierra del Fuego, fue necesario un cuidadoso trabajo de planificación previa y un mayor esfuerzo económico para todos los involucrados.

El trabajo está organizado de la siguiente manera: en la sección 2 se mencionan con detalle las posibles causas que se han identificado para explicar la pobre performance histórica, y las acciones tomadas en consecuencia. En la sección 3, luego de comentar algunos aspectos de la preparación de las operaciones, se ilustrarán con detalle algunas operaciones paradigmáticas y se introducirá la conexión entre nuestras observaciones con mediciones a escala de laboratorio y simulaciones numéricas publicadas en los últimos años en la literatura. Asimismo se discutirá una comparativa de los nuevos resultados respecto a los anteriores, así como los aspectos que aún quedan por comprender, especialmente en los reservorios de muy baja permeabilidad. Finalmente, se resumen las principales conclusiones.

2. Identificación de causas afectaron la baja performance de las fracturas y acciones correctivas

Un indicador concreto para evaluar la performance de las estimulaciones hidráulicas consiste en comparar el grado de concordancia entre el factor de incremento de la productividad (estabilizada) del pozo según el diseño, y la que realmente se obtiene luego en el campo. En nuestro caso, las simulaciones numéricas indicaban que una fractura con la geometría y conductividad esperada, debía incrementar al menos 3 veces la producción de gas de un pozo de características promedio, lo cual raramente era observado. Si bien no contamos con datos concretos respecto a otras áreas “on-shore”, diversas fuentes consultadas de la industria, con vasta experiencia en fracturas en áreas vecinas, tanto en territorio argentino como en el lado chileno, coinciden en que la performance obtenida suele estar muy por debajo de estos valores.

A partir del año 2008, ROCH SA comenzó a trabajar sistemáticamente en la identificación de las posibles causas, apoyado en la experiencia de las compañías de servicios de fracturas. Algunas problemáticas eran visibles, otras por ahora son inferidas. En el primer grupo se detectaron a) Formación de emulsiones e interacción fluido de fractura-formación; b) Problemas de aislación; y c) Geometría de fractura insuficiente. En el segundo grupo podemos mencionar: d) Fracturas fuera de zona, y e) Fracturas complejas. A continuación discutiremos cada una de ellas, y las medidas que se fueron tomando para solucionar los problemas.

a) Formación de emulsiones e interacción fluido de fractura-formación

En la Cuenca Austral era habitual la utilización de fluidos a base de metanol para contrarrestar problemas conocidos de sensibilidad de la formación al agua, muy comunes en la Fm. Springhill, así como para inhibir problemas de formación de emulsiones. En algunas ocasiones, las emulsiones resultaron tan estables que se las siguió observando en la producción de los pozos incluso años después de concluida la fractura, por lo tanto era un problema a resolver. Los análisis de laboratorio mostraban que las mismas se formaban entre el fluido de fractura (agua o metanol) y el condensado depositado por el enfriamiento de la formación durante la operación, usualmente estabilizadas en presencia de finos. Para el tipo de operación de diseño “abierto” y probable incremento de los volúmenes, el enfriamiento y consecuente deposición de condensado en la formación podría empeorar aun más el problema. No habiendo encontrado una relación directa entre el grado de éxito obtenido y la base elegida de los fluidos de fractura, se decidió orientar la formulación hacia un fluido base agua. Por otro lado, para grandes volúmenes de fluido, el metanol no era una opción viable tanto desde el punto de vista de los costos como por las dificultades logísticas.

Se realizaron ensayos de emulsión para encontrar la mejor combinación de surfactantes. Se probaron dos surfactantes, uno iónico, de acción desemulsionante altamente compatible con la mayoría de los fluidos de fractura y una amplia variedad de crudos y el otro, constituido por una microemulsión resultante de una mezcla de surfactantes y terpenos, apropiado para pozos de gas. Se prepararon para cada surfactante o combinación de ambos, tres muestras de gel reticulado base borato ya degradado por la acción del ruptor. Cada muestra estaba aditivada a diferentes concentraciones de cada surfactante y se la mezcló por partes iguales con el condensado correspondiente a un pozo del yacimiento, mediante agitación vigorosa. El ensayo se realizó a la condición de temperatura más extrema, es decir a una temperatura próxima a 80°F en lugar de la temperatura de formación (210°F). La mejor respuesta a la separación de la emulsión se logró con el surfactante desemulsionante para la dosificación de 3 gal/Mgal. El surfactante constituido por la microemulsión tuvo menor rendimiento en la separación de las fases de la emulsión y, la combinación de la microemulsión con el surfactante iónico, logró la mejor separación cuando estos se combinaban en dosificaciones por partes iguales de 1 gal/MGal. Considerando que el pozo a tratar es de gas, y que existe amplia literatura técnica donde se demuestra las ventajas del empleo de las microemulsiones en pozos gasíferos [9 y 10], se optó usar la combinación de surfactantes mencionada.

Se realizó asimismo toda la batería de estudios estándar para determinar el grado de interacción entre los fluidos acuosos y la formación, usando el método de succión capilar, que utiliza la presión de succión capilar de un papel de filtro poroso para evaluar las características filtrantes de una dispersión constituida por una

muestra de cuttings y un fluido acuoso. La velocidad a la cual el filtrado bajo el efecto de la succión capilar, se difunde en el medio poroso es una indicación del grado de estabilización de las arcillas en la dispersión. La solución que posee el menor tiempo de succión capilar (t_{sc}) inhibirá o minimizará la dispersión en mayor grado. Se probaron cuatro fluidos acuosos: agua destilada (control, $t_{sc}>500$ seg) y muestras del agua a utilizar en las fracturas, con formulaciones al 2% y 7% de KCl y a 0.2% de un inhibidor sintético. Si bien la formulación al 7% de KCl fue la que mostró el menor tiempo de succión capilar ($t_{sc} = 20$ seg), se optó por el inhibidor sintético ($t_{sc} = 70$ seg) por la flexibilidad operativa que otorgaba. El sustituto del KCl, disminuye la sensibilidad de la solución acuosa respecto del agua destilada en un 80% aproximadamente.

También se realizaron ensayos de inmersión para determinar en forma cualitativa la sensibilidad de los cuttings frente a distintos fluidos, observando el hinchamiento y/o turbidez por desprendimiento de finos, siguiendo la metodología estándar para estimar la compatibilidad del par fluido/muestra. Nuevamente las mejores condiciones se obtuvieron para el fluido aditivado con 7% KCl, si bien el sustituto tuvo asimismo una buena performance.

Como resultado de estos estudios se optó por el sistema que utiliza Goma Guar como agente gelificante, con dos crosslinkers, ambos a base de boratos, mientras que el ruptor más utilizado fue el Persulfato de Sodio acompañado en ocasiones por un catalizador para acelerar su acción. La ventana de estabilidad del gel se diseñó para que opere sólo durante el tiempo de bombeo, rompiendo en tiempos muy acotados y dejando el menor residuo posible en formación. Esto llevó a introducir un esquema creciente y muy agresivo en las concentraciones de los ruptores, reduciendo los tiempos de ruptura hasta el límite de 1 minuto. Se trabajó sobre el concepto de “enfriamiento de la formación”, sin tener en cuenta la recuperación de temperatura para la elección de la temperatura en los ensayos, debido al poco tiempo deseado de estabilidad del gel. Se logró eliminar por completo la formación de emulsiones.

b) Problemas de aislación de cemento

Se contaba con evidencia que algunas de las operaciones fracasaron por una aislación deficiente, lo que condujo a la fractura a desarrollarse probablemente fuera de la zona de interés o bien en la zona, pero sin llegar empaquetar. La prueba más clara para identificar estos problemas está marcada por la diferencia de los ISIP entre los bombeos de diagnóstico y el de la fractura. En general, cuando el cemento es defectuoso, el contraste es bajo, o directamente inexistente. Por lo tanto se hizo un screening de la calidad del cemento y se evitó fracturar pozos en condiciones de aislación dudosas.

c) Geometría de fractura insuficiente

El bloqueo de las gargantas porales por la presencia de las emulsiones era una hipótesis razonable, pero quizás lo más significativo era la imposibilidad de observar flujo asociado a fracturas en ensayos de recuperación de presión post-fractura. Ambos efectos se ilustran en la figura 1. Tal como se puede apreciar, no sólo no se observa el régimen de flujo característico de un reservorio que ha sido fracturado, sino que tampoco hay una disminución del daño mecánico sino que por el contrario, se observa un leve incremento post-fractura, debido a los fluidos.

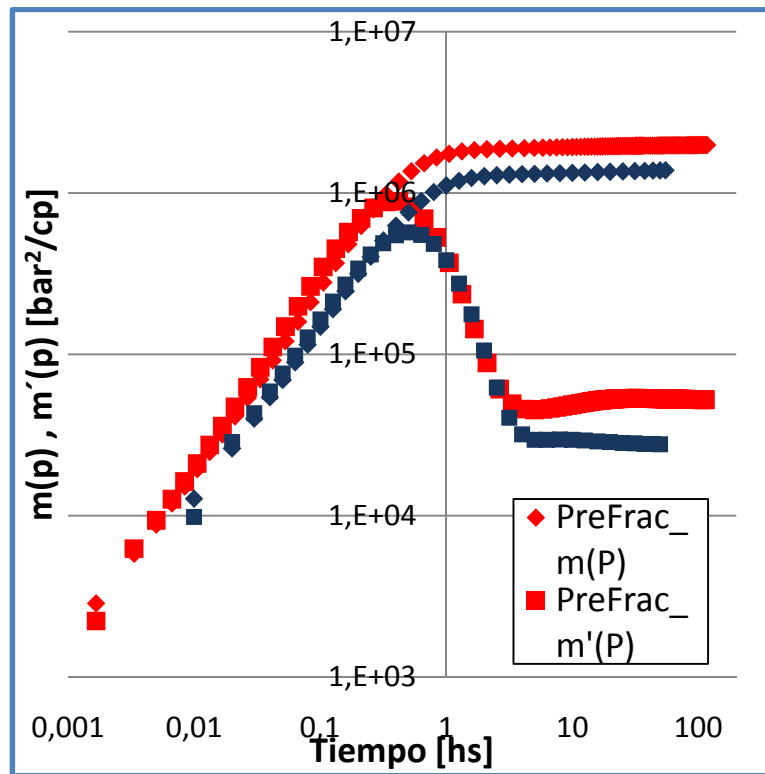


Figura 1: Caso paradigmático de fracaso de fractura en pozo de gas, de buenas condiciones petrofísicas (porosidad 18%, permeabilidad 4 mD). El pozo fue estimulado para remover daño inicial elevado. La figura muestra la comparación de build-ups previo (puntos rojos) y posterior (puntos azules) a una fractura de 40000 libras de agente de sostén. No sólo no se observa flujo lineal compatible con la creación de un largo de fractura, sino que tampoco hay remoción de daño (incluso se observa un leve empeoramiento ocasionado por los fluidos de fractura). El pozo se re-fracturó con otra formulación, con similares resultados. El pozo no produjo entre los ensayos. La diferencia de presiones asintóticas es exclusivamente por producción de pozos vecinos.

d) Fractura empaquetada fuera de zona de interés.

Una de las hipótesis iniciales para explicar el pobre resultado de las estimulaciones, era que los modelos podrían estar subestimando el crecimiento en altura, y que en la práctica, a partir de cierto umbral de las presiones netas, la fractura podría abrirse hacia la toba, reactivando fisuras preexistentes. Según esta idea, la fractura no se observaría porque la mayor parte del agente de sostén, terminaría depositándose por convección en tiempos menores al del cierre de la formación. Esta hipótesis se apoyaba en experiencias anteriores, donde la arenisca a fracturar es suprayacente al tope de una formación volcánica, y en un dato de una fractura realizada en la Tobífera (en un alto pelado), que mostró un gradiente de fractura similar al de la Fm. Springhill. Esta falta de contraste entre los esfuerzos horizontales de ambas formaciones, difiere de las estimaciones que se obtienen aplicando los modelos geomecánicos sobre los perfiles de pozo abierto. Sin embargo, el bajo contraste de esfuerzos recibió un sustento experimental mediante estudios geomecánicos realizados en una corona que abarcaba tanto la Fm. Springhill como los metros superiores de la Serie Tobífera (BJ Services, ref. [4]). Si bien se trataba de ejemplos puntuales y evidencia indirecta, la idea de la falta de empaquetamiento conformaba una hipótesis coherente para explicar la baja productividad de los pozos fracturados. Dentro de la revisión pormenorizada de los trabajos de fractura históricos, no se encontraron evidencias claras de crecimiento en altura en los análisis de los fall-offs posteriores a los bombeos de calibración. Sin embargo, los registros de presión eran demasiado acotados en el tiempo, como

para permitir una caracterización robusta de los mecanismos de filtrado, y ajuste de parámetros relevantes, como la presión de cierre. Esta falencia puede llevar a la detección de falsos cierres formacionales.

Para mejorar los resultados se analizaron tres estrategias: una fractura pequeña y corta, hiper-agresiva, para estimular solamente el near-wellbore, fracturar con agentes ultralivianos, de mejor flotabilidad, o intentar una fractura masiva (o quizás, secuencia de fracturas pequeñas), tratando de rellenar las fracturas que se crearan en la toba, y tratando de colocar una buena cantidad de agente de sostén en la Fm. Springhill hacia el final de la operación. La primera idea fue ensayada con un volumen y equipamiento estándar de prueba, y demostró que el problema era aún más complejo, ya que el comportamiento de la fractura estaba dominado por la tortuosidad en el near wellbore. Se decidió concentrarse en fracturas masivas. También se contempló la reducción del caudal de tratamiento y rediseñar el fluido de fractura, dándole una ventana de estabilidad que sólo le permita transportar el agente de sostén hasta los punzados, buscando su ruptura entre 15 a 30 minutos. Esto permitiría, entre otras cosas, la apertura inmediata del pozo para favorecer la limpieza de la fractura. Finalmente se definió que los tiempos de registro de las declinatorias permitan evaluar completamente los cierres mediante los gráficos especializados. Es importante notar que, efectivamente, en varios pozos se ha observado crecimiento en altura durante el fall-off.

e) Fracturas complejas

Una hipótesis complementaria que con el tiempo fue cobrando más fuerza gracias a la evidencia recabada, es que además de la tortuosidad, se estaba en presencia de un escenario de gran complejidad en la geometría de las fracturas. El grado de complejidad fue determinado por medición indirecta analizando las presiones netas. Una vez encontrada la presión de cierre de formación, se notó una presión neta observada era mucho mayor que la que se desprendía del simulador de fractura para el caso de una fractura monoplanar. Para lograr el ajuste de estas presiones netas fue necesario modelar un crecimiento de múltiples fracturas (MF) en el simulador (ver figura 2, Cipolla *et al.* [5]). A mayor número de MF mayor es la complejidad de la zona a fracturar. Además, se observó que la complejidad de la fractura era función del caudal de bombeo y de la viscosidad del fluido, lo cual concuerda con estudios de laboratorio realizados por Beugelsdijk *et al.* [8], Chitralla *et al.* [11] e Ishida *et al.* [12].

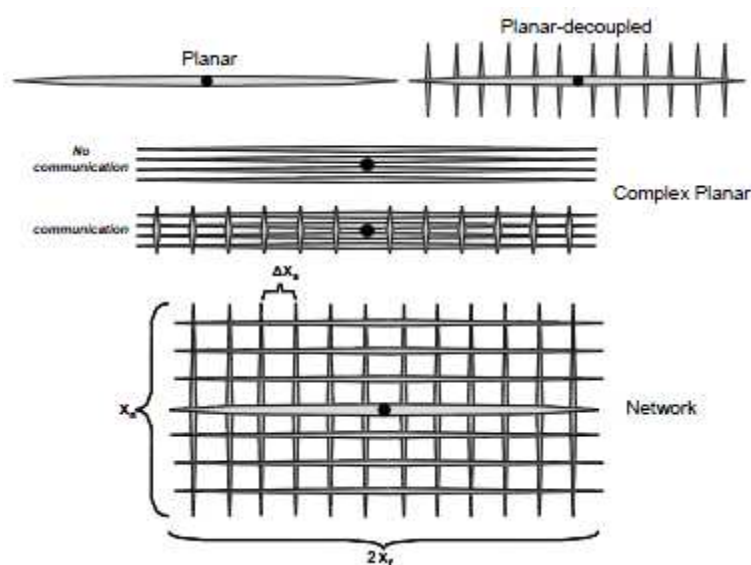


Figura 2- Crecimiento de fractura y escenarios complejos (Ref. [5])

3. Planificación de las operaciones y ejemplos paradigmáticos de fracturas

En el cambio de paradigma se procuró inicialmente eliminar la mayor cantidad de restricciones de equipamiento y personal, tanto como fuese posible, a fin de concentrarse en garantizar el éxito de la evaluación, más allá del resultado de las fracturas en sí. Un trabajo coordinado de la operadora y las compañías de servicios, y una compleja negociación para balancear equipos y tiempos de stand-by con costos, fue esencial para encarar este tipo de proyecto.

3.a) Preparación de la logística.

Para la primera campaña, se colocó en locación una potencia hidráulica de 6000 HHP distribuida en 4 bombeadores, que dotaron a la operación de un amplio rango de caudales, entre 1 y 30 bpm a una presión de 8000 psi. Asimismo se conectó en paralelo un bombeador de 400 HHP para los bombeos de diagnóstico, en los cuales se trabajó con caudales entre 0.5 y 2 bpm. También se acondicionaron los bombeadores para permitir alcanzar concentraciones de agente de sostén de hasta 14 lb/gal. Otros requerimientos fueron: unidad de hidratación, tubería flexible, equipo de bombeo para aplicar presión a la entrecolumna del pozo, capacidad de almacenamiento de agua de 640 m³, areneros con capacidad de almacenamiento de 250000 libras de agente de sostén y posibilidad de recarga de 50000 libras adicionales, mediante grúas durante la operación, si fuera necesario. Se aceptó la idea de definir el tipo de programación en el momento, otorgando la máxima flexibilidad posible para modificarlo de acuerdo a la respuesta del pozo. La calidad de los fluidos fueron monitoreadas durante las operaciones por el laboratorista, dotando al Frac-Van de todos los elementos necesarios para la realización de los ensayos, registrando en el blender de manera continua los caudales y las concentraciones de la totalidad de los aditivos, chequeando el pH en las piletas, y ajustando los tiempos de ruptura de gel, para mantenerse dentro de lo solicitado.



Figura 3: Las condiciones de trabajo fueron muy rigurosas. En algunas operaciones se debió incluso adicionar un calentador para mantener en estado líquido el gel en las piletas.

En las operaciones en las cuales se utilizó el pre-blender, se pudo ir trabajando con la concentración de polímero en tiempo real. En las operaciones sin pre-blender, se perdió parte de esta flexibilidad, eligiendo diferentes concentraciones para cada tanque antes de empezar la fractura.

El agente sostén fue seleccionado según un balance entre prestaciones, disponibilidad y precio. Se utilizó bauxita sintética, en las granulometrías 20/40 y 16/30. En ciertas operaciones se usaron individualizadas y en otros casos se decidió realizar un mix de arenas, bombeando la granulometría más fina primero terminando con la malla 16/30 en el near wellbore. En las operaciones realizadas, nos encontramos con valores de esfuerzos del orden de los 4500 psi. Según el proveedor, se esperarían conductividades de 4000 md-ft y permeabilidades de 300 Darcy.

Otro aspecto en el que se puso atención es la configuración de la completación. Se trabajó con packers de fractura permanentes o semi-permanentes, que permitieran dejar el pozo en producción sin mover la cañería, con niples de diferentes dimensiones para posibilitar las operaciones de recuperación de tubería sin necesidad de ahogar el pozo luego de la fractura y facilitando mediciones de presión cuando se requirieran.

En la superficie se privilegió la combinación del uso de Tree-Saver, Omegas y otros sistemas de manifolds que significó la posibilidad de poner el pozo inmediatamente en flow-back (posible debido la rotura inmediata de los geles), posibilitando el montaje rápido de un Coiled Tubing para limpieza de pozos en los casos que se requiriera y para continuar el pozo en ensayo hacia la planta de gas, sin la necesidad de ninguna intervención posterior a la fractura.



Figura 4: Se usó tree-saver y omega, y se permitió la apertura inmediata del pozo posterior a la fractura.

3.b) Ejemplos paradigmáticos de las nuevas operaciones

Tres campañas de estimulación hidráulica fueron ejecutadas durante los años 2011 y 2012, con un total de 10 pozos de gas y 11 fracturas. En los tres primeros pozos se ejecutaron cuatro operaciones con gel reticulado debilitado (una de ella fue re-fractura) y los siguientes siete pozos una fractura en cada uno.

Pozo P2

Siendo uno de los primeros pozos dentro del nuevo esquema de fracturas, los bombeos de diagnóstico realizados no tuvieron por objetivo aplicar el análisis de presiones netas en tiempo real, sino evaluar la respuesta de la formación ante el bombeo de fluidos de diferentes viscosidades y caudales. Posteriormente, se realizó el análisis de presiones netas, determinándose la presión de cierre con el tercer bombeo de diagnóstico.

Los dos primeros bombeos de diagnóstico se realizaron con agua tratada a bajo caudal (1bpm) y del análisis de presiones netas se notó la gran complejidad del crecimiento de fractura, en términos de múltiples fracturas (MF), tal como se muestra en el gráfico de la fig. 5. En el primer bombeo se está inyectando el gas del pozo a formación, en el segundo, el agua tratada. El tercer bombeo de diagnóstico fue con gel lineal y el cuarto gel reticulado debilitado (GRD), ver fig. 6. Ambas figuras muestran la evolución de la complejidad y en la tabla 1 se detalla la complejidad en función del caudal y del fluido que ingresa a formación.

Tipo de bombeo	Tiempo (minuto)	Caudal (bpm)	Fluido en formación	Complejidad (Nro. MF)
DFIT-1	164	1.0	Gas	30
	196	1.0	Gas	18
DFIT-2	244	1.0	Agua Tratada	22
	251	1.0	Agua Tratada	20
	255	4.0	Agua Tratada	14
	264	4.0	Agua Tratada	14
Minifrac-1	1194	1.0	Agua Tratada	20
	1202	4.0	Agua Tratada	18
	1213	4.0	Gel lineal	12
	1221	4.0	Gel Lineal	12
Minifrac-2	1324	1.0	Gel Lineal	16
	1347	4.0	Gel Reticulado	6
	1360	8.6	Gel Lineal	9
	1368	8.4	Gel Lineal	12

Tabla 1: Relación entre la complejidad inferida y los parámetros de viscosidad y caudal en los bombeos de diagnóstico.

La Tabla 1 muestra que la complejidad de fracturas medida como número de fracturas múltiples es inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos (coincidente con la literatura y las experiencias en otros yacimientos). Aunque no hay una relación clara entre la complejidad y los caudales, asimilamos que a mayor caudal, menos complejidad de fracturas en la mayoría de los pozos. Durante el bombeo del colchón, se tuvo una presurización inmediata de la formación, hasta alcanzar 3700 psi, pero no había evidencia de ruptura, sino una estabilización de la presión que indicaba que el fluido había comenzado a penetrar en las fisuras.

Tal como se puede observar en la figura 7, luego de un colchón bajo (10%), se comenzó a bombear a agente a una concentración de 1 ppg. El caudal se mantuvo en valores 8.5 bpm. A medida que la fractura avanzaba se realizaron “spikes” para observar comportamiento de la presión de tratamiento, y variaciones en la malla del agente. Como se aprecia en la figura, en este pozo se produjo un comportamiento de presiones completamente anómalo, con crecimientos pronunciados de la presión seguidos por caídas abruptas. Siendo que los demás indicadores se mantenían constantes durante estas oscilaciones, resultó el primer indicio claro de una compleja estructura subyacente de la roca impactando en el crecimiento de la misma, algo nunca observado con anterioridad. La mayor parte de la fractura se realizó a concentraciones de 1 y 2 ppg, hasta que hacia el final, luego de 4 horas de bombeo, se decidió incrementar concentraciones (hasta 7 ppg) y caudal (hasta 16 bpm) para provocar el screen-out, luego de bombear 220000 libras, utilizando 460 m3 de fluido.

Luego de la fractura, el pozo arrancó duplicando inmediatamente la producción, y luego de 6 meses en los que continuó limpiándose, llegó al pico de producción, cuadruplicando la que poseía previamente a la estimulación.

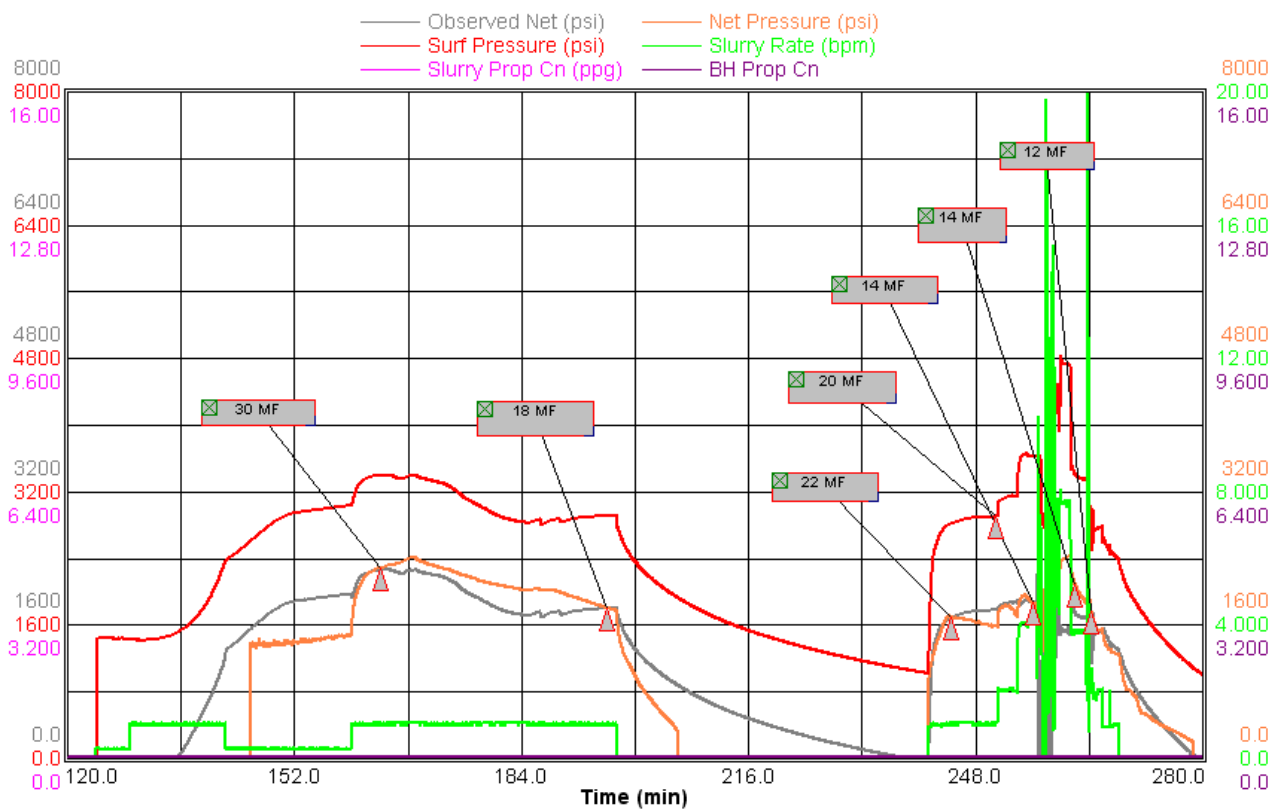


Figura 5: Bombeos de diagnósticos 1 y 2

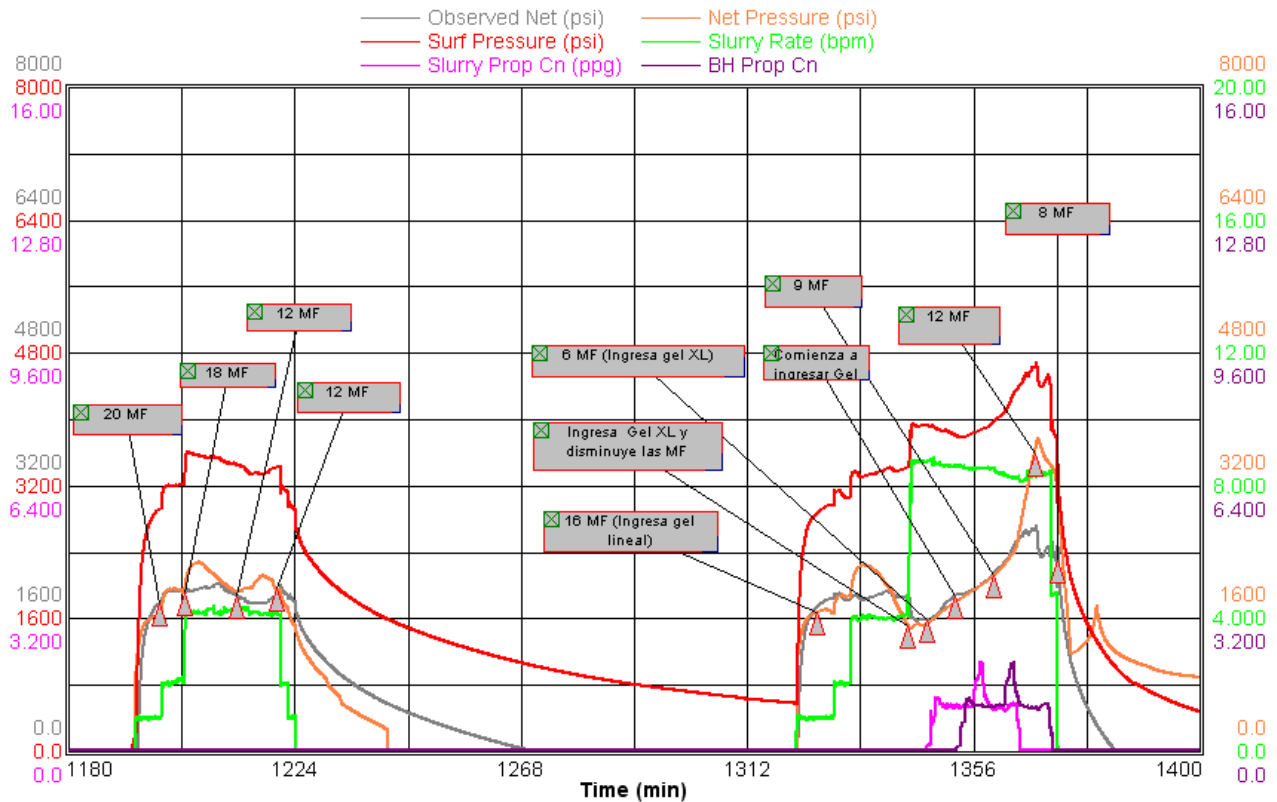


Figura 6: Bombeos de diagnósticos 3 y 4. La carta de fractura muestra despresurizaciones que varían entre 500 a 1500 psi. La mayor caída se registra para un caudal de 8 bpm.

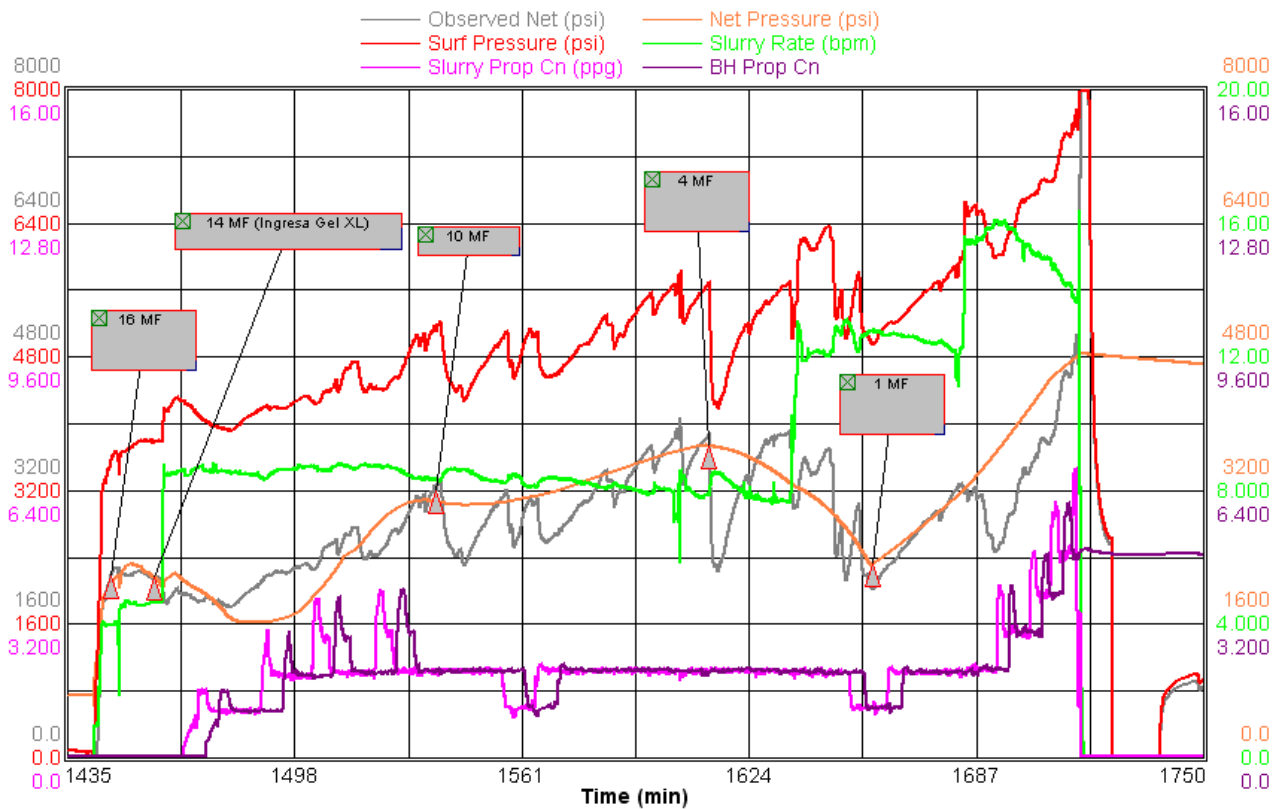


Figura 7. Gráfico de la operación de fractura.

Es interesante notar en este punto, la similitud entre los ciclos de presión a caudal constante de un fluido de baja viscosidad con mediciones de laboratorio realizadas recientemente. La fractura realizada en el campo parece ser una realización a escala megascópica del mismo fenómeno. En el laboratorio, el crecimiento es observado a través de mediciones acústicas, y los ciclos corresponden al crecimiento escalonado de fracturas individuales, con liberación brusca de la energía potencial almacenada, a través de un incremento instantáneo del leakoff.

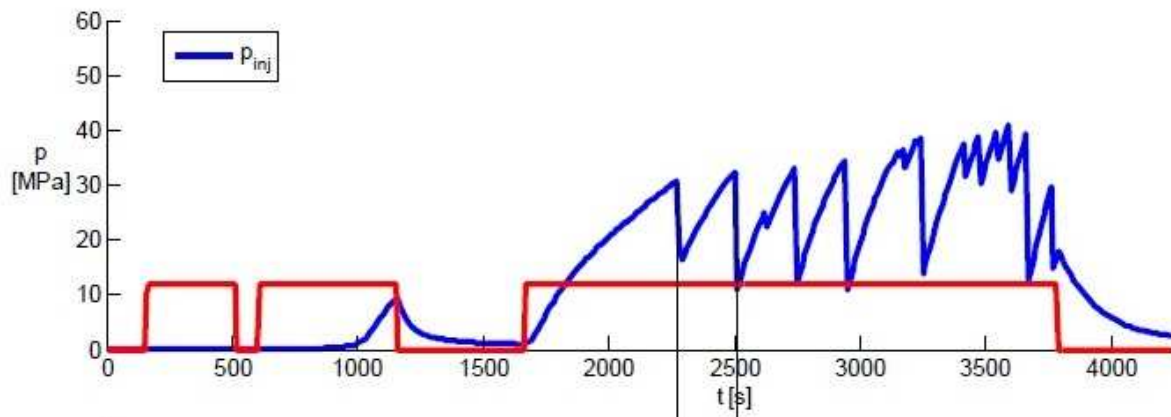


Figura 8. Mediciones realizadas en laboratorio sobre un bloque de arenisca (Colton sandstone, ver ref [14]). Notar la similitud de los ciclos de crecimiento y decrecimiento brusco, con la observada a escala megascópica en la fractura de la figura 7 (pozo P2). En el laboratorio se observa a través de mediciones acústicas que cada uno de los ciclos corresponde a un crecimiento escalonado de fracturas individuales.

Pozo P7

El interés de este pozo desde el punto de vista de el presente trabajo, es que se encuentra a sólo 1000 mts del pozo P2, y la correlación entre ambos perfiles es muy ajustada. A los fines prácticos pueden considerarse como pozos equivalentes.

Antes de iniciar la operación, se constató que en boca de pozo se tenía una presión de 2000 psi. Se decidió reinyectar el gas de cañería nuevamente a formación, mediante el bombeo de agua tratada a bajo caudal. Nuevamente se puede observar la relación directa entre el caudal y la viscosidad del fluido que ingresa a formación. A medida que ingresaba el gas a bajo caudal, este percolaba a través de un sistema de fisuras naturales y generaba una propagación compleja. El análisis indirecto de las presiones netas reflejaba esto contabilizando 20 MF. Una vez que el agua comenzó a ingresar a formación, se incrementó el caudal y el número de MF comenzó a disminuir (ver Fig. 9).

Una vez completado el pozo, se realizó el minifrac con 1000 gal de gel lineal a 8 bpm. La complejidad de la fractura caracterizada por el ajuste de presiones netas, muestra una muy alta presión neta. Las dudas generadas por el comportamiento de las presiones, por la cual había una combinación de tortuosidad con un gran número de pequeñas fracturas. Casi 2000 psi de presión neta fue la razón para planificar un segundo minifrac, que deberá atenuar la formación de fracturas complejas y la tortuosidad encontradas.

Para tratar la tortuosidad y la complejidad de crecimiento de la fractura, se planificó el minifrac de modo tal que se inicie a bajo caudal mientras ingresaba el agua tratada de la cañería, caracterizando el grado de complejidad de crecimiento con 9 MF. Con gel lineal en formación, se incrementó el caudal a 12 bpm y, en función del grado de complejidad calculado en ese momento mediante el matching de presiones netas en tiempo real, se decidió la concentración de agente de sostén del primer proppant slug que a continuación se bombeo (2 ppg). Al llegar al fondo este proppant slug, la presión se incrementó hasta casi 8000 psi, accionando el corte de las bombas, lo que redujo el caudal (Fig 11). Inmediatamente se recuperó. Se decidió bombear otro proppant slug, de menor concentración, (1 ppg) e incrementar el caudal a 15.7 bpm, sin que mostrara ninguna mejoría, por lo que se bombeó inmediatamente un tercer proppant slug y sin que se notara cambio sustancial de la presión, solo en la caracterización de la complejidad en 5 MF. Se decidió realizar SDRT para calcular la tortuosidad o exceso de fricción, encontrándose en 985 psi.

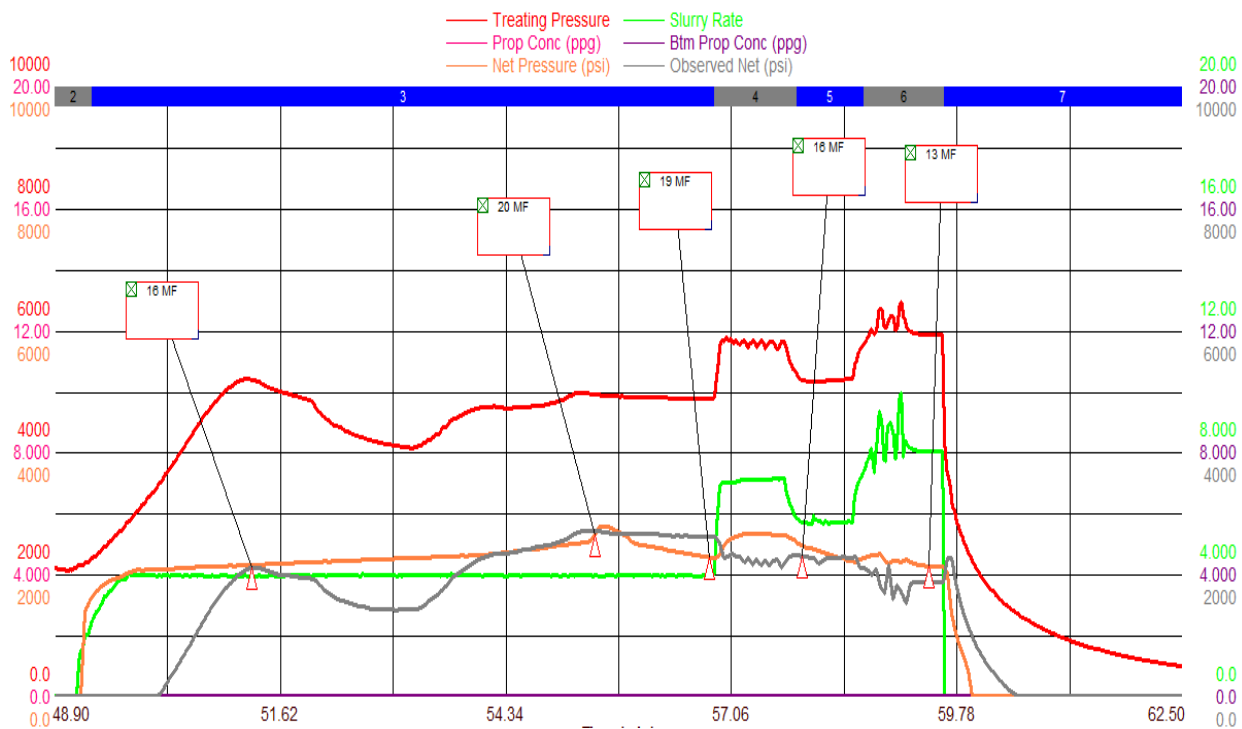


Figura 9. Presión Instantánea: 3475 psi. Fricción total: 502 psi.

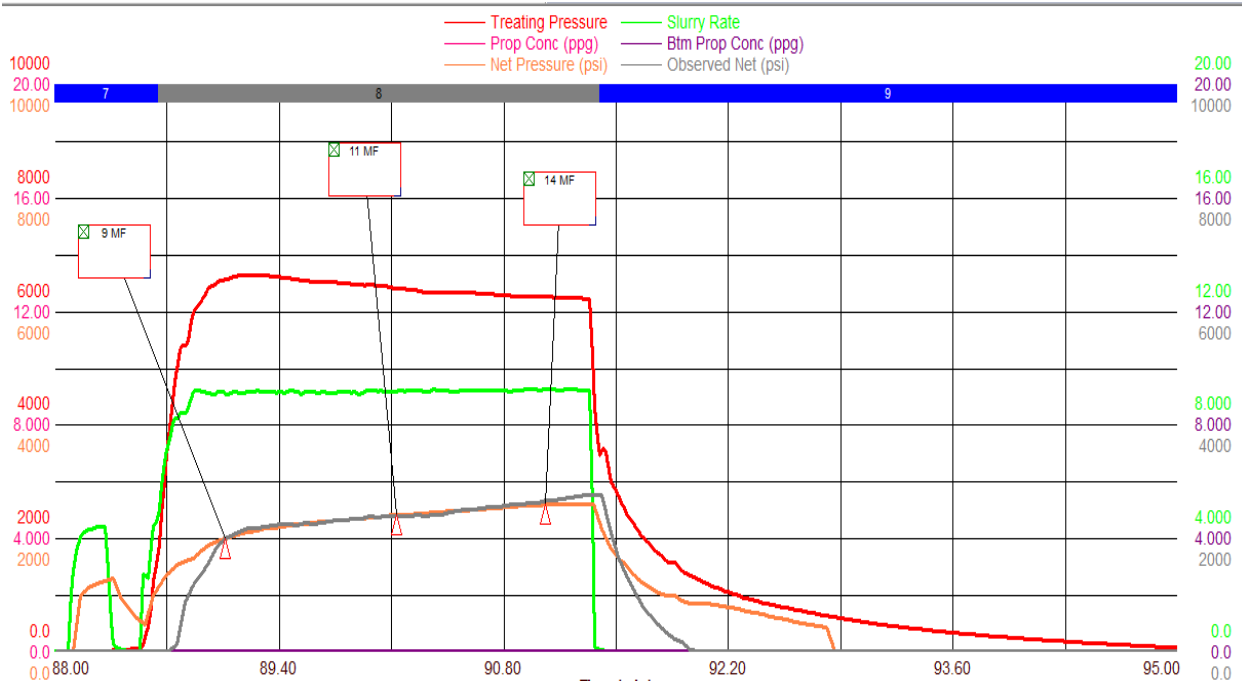


Figura 10. Presión Instantánea: 3500 psi. Fricción total: 1890 psi

El complejo comportamiento de fricciones y tortuosidad en el near well-bore creó la alternativa de decidir entre un re-punzado, otro minifrac con cross-linker y slugs o ambos. Se corrió un perfil de temperatura para tratar de evaluar la contención del minifrac en la formación y validar el match de presiones. Los resultados del perfil de temperatura están explicados en la Fig 14.

Finalmente, se planificó un minifrac con slug con dos concentraciones de agente de sostén, 0.3 y 0.7 ppg, y una vez desplazado, detuvo el bombeo, para evaluar ISIP y fricciones. Inmediatamente, al notar que la fricción disminuía se continuó con la fractura, al haberse alcanzado un sistema monoplanar al ingresar la concentración de 2 ppg a la formación. Posteriormente se pudo bombear hasta 7 ppg sin inconvenientes.

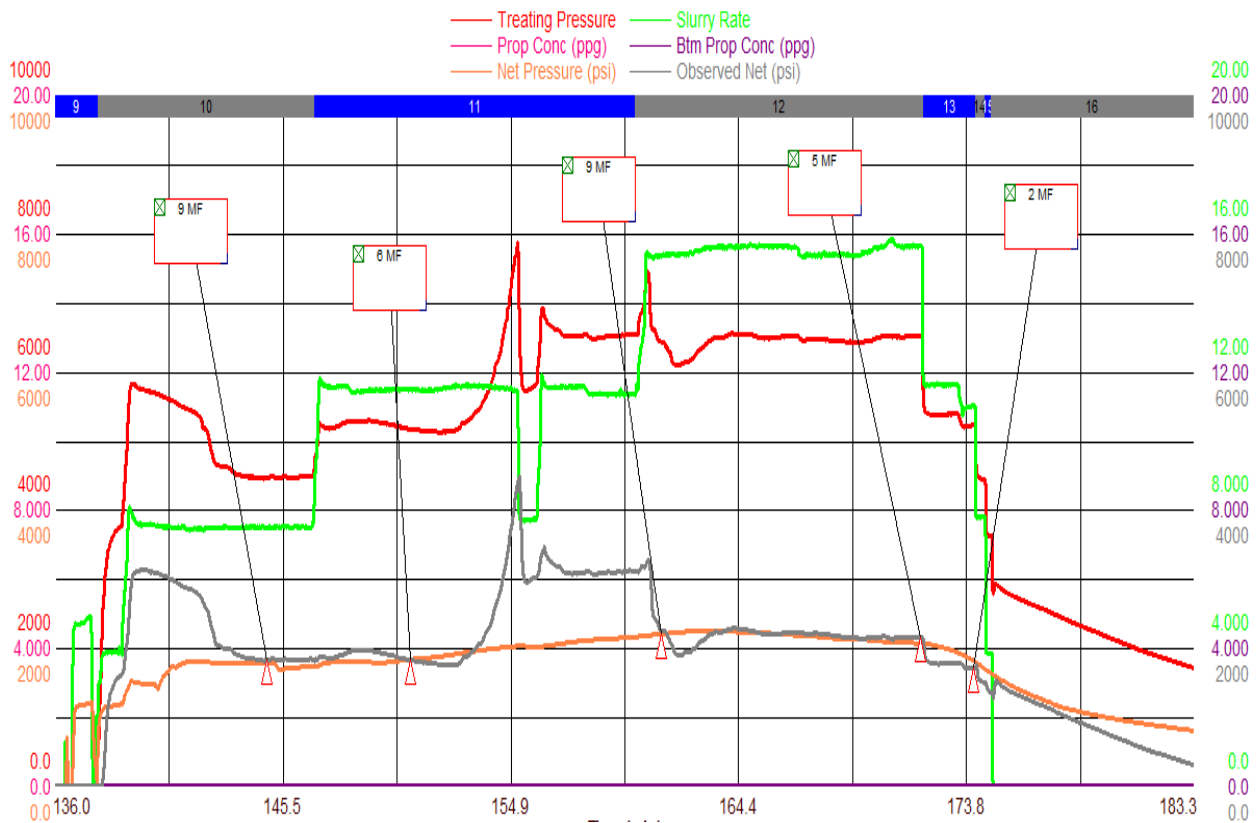


Figura 11. Minifrac

En total se colocaron 140000 libras en formación con 250 m³ de fluido. Al haber elevado la viscosidad durante la fractura, y el caudal medio (13 bpm), no se observaron de forma marcada las oscilaciones del pozo P2 mencionadas anteriormente. El pozo duplicó inmediatamente la producción con la estimulación, y luego de un período de 3 meses de limpieza llegó a triplicarla.

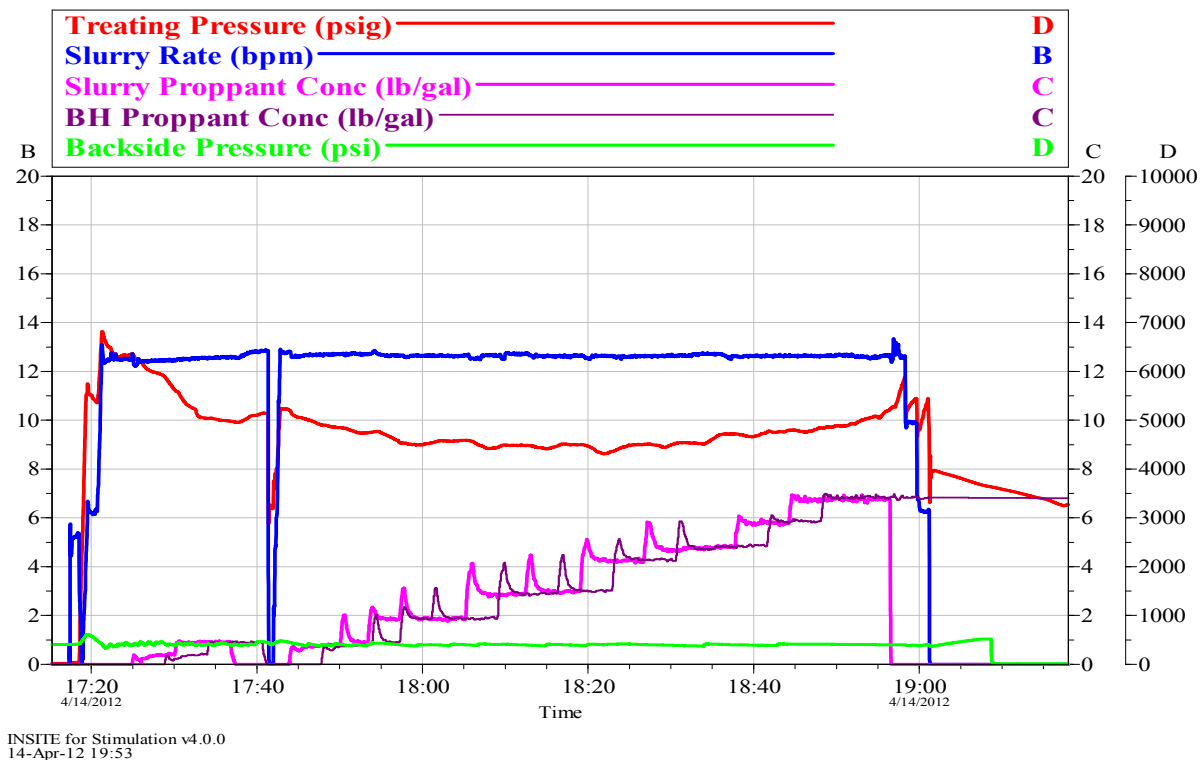


Fig 12. Gráfico de la operación de fractura del pozo P7.

Pozo P3

Las fracturas de los pozos anteriores estuvieron marcadas por la presencia de una alta multiplicidad de fracturas. En los bombeos de diagnóstico previos a la fractura del pozo P3, ubicado a 3000 mts de los pozos anteriores, por el contrario, no se detectó prácticamente complejidad (a pesar de utilizar iguales fluidos y rango de caudales), confirmando la heterogeneidad del yacimiento en cuanto a sus propiedades mecánicas.

En el primer bombeo de diagnóstico pudo determinarse la presión de cierre en 3505 psi, la presión poral en 1700 psi (0.25 psi/ft, baja) y la eficiencia de fluido del 21%. El grado de complejidad encontrado fue caracterizado por 3 múltiples fracturas para el bombeo con agua tratada. No se detectó problemas de fricción en la vecindad del pozo (Tortuosidad), por lo que solamente tuvo que considerarse la alta pérdida de fluido y la baja presión poral, al momento del rediseño. Se incrementó el volumen de colchón hasta un 26% y el caudal de bombeo a 16 bpm. Durante el colchón, se bombearon dos “proppant slugs” para evaluar el efecto de los mismos en un escenario de alta pérdida de fluido y una vez desplazados, se realizó una parada programada, para evaluar el efecto producido por estos.

En la fig. 13, se tiene una presión de ruptura evidente (en los pozos donde se desarrollaron fracturas muy complejas la ruptura fue no evidente), la presión instantánea fue ligeramente superior a la instantánea del minifrac. No se desarrollaron fracturas múltiples y la presión de superficie fue decreciendo con el incremento de las concentraciones de agente de sostén (concentración máxima alcanzada 7.8 ppg). Debe hacerse notar que no hubo ciclos de presurización y despresurización, estos fueron observados solamente durante el desarrollo de fracturas complejas. El total de agente de sostén bombeado fue 146700 libras, utilizando 236 m3 de fluido. El pozo duplicó la producción luego de la estimulación.

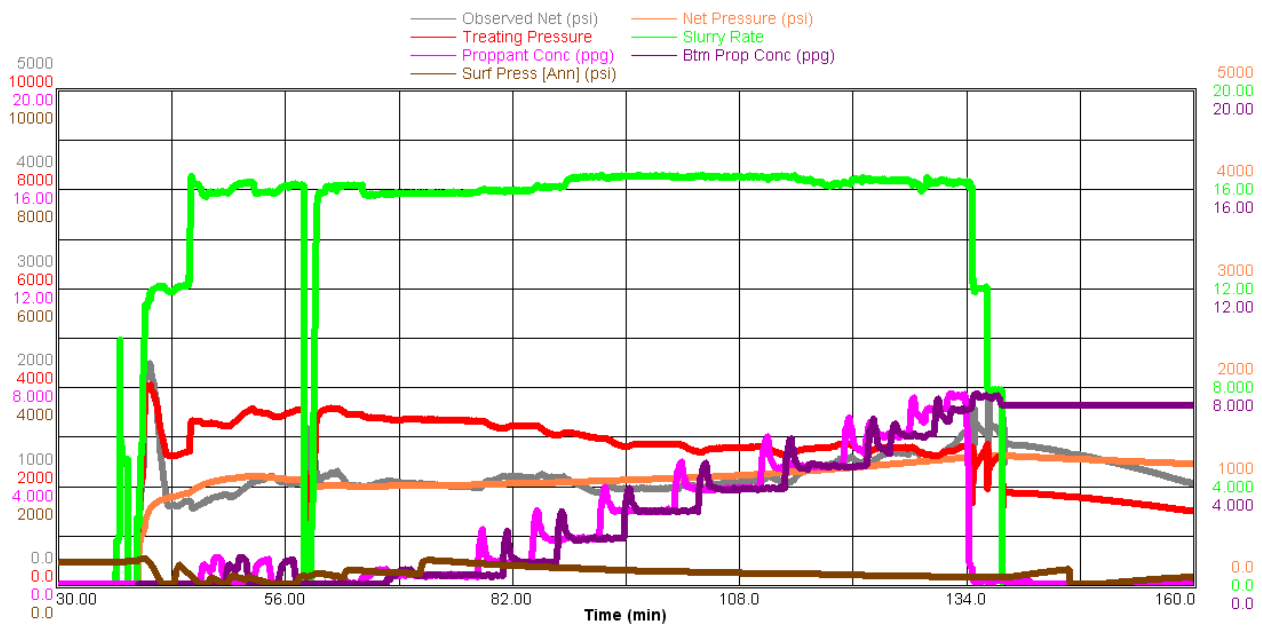


Figura 13: Gráfico de la operación de fractura del pozo P3.

3.c) Resultados de producción

En la tabla 2 se resumen los ítems que resultaron más relevantes en una comparación de este sistema de fractura con los utilizados anteriormente (hasta el 2008).

A fin de hacer una evaluación comparativa entre los resultados históricos con el nuevo enfoque descrito en este trabajo, es importante descartar una base puramente petrofísica. En este sentido, podemos decir que las diferencias existentes en la calidad de los pozos entre ambos períodos, no jugaron a favor en la valoración, incluso el promedio de la porosidad efectiva fue menor para las fracturas bajo la nueva modalidad que para las primeras (16% vs 18%). Si bien no contamos con datos de permeabilidad confiables para los pozos del período de fracturas, suponemos que la diferencia va en el mismo sentido, de modo tal que consideramos que la calidad de reservorio no alcanza para explicar las diferencias en el grado de suceso. Tampoco ocurre con el espesor total promedio, que en ambos casos fue similar (aprox. 20 metros). Lo que sí resultó una clara ventaja en la modalidad descrita en este trabajo, fue que las sucesivas campañas de fracturas de pozos de gas, fueron realizadas en un período relativamente corto de tiempo (se realizaron 11 en 3 años, versus las 15 que tenemos registradas en los 30 años precedentes), con un plantel de profesionales reducido y estable, y se centraron casi exclusivamente en un mismo yacimiento. Estos factores permitieron encontrar rasgos comunes durante las operaciones, que fortalecieron las decisiones tomadas en tiempo real.

Período	Bolsas/m	Bolsas/m3	Factor Incremento	% Global Exitos
1992/2008	12	3	1.2	30%
2009/2012	68	4.3	4.5	70%

Tabla 2: Comparación del tamaño y agresividad promedio de los tratamientos, medido como bolsas de agente de sostén por metro de formación (espesor total), y bolsas en formación por metro cúbico de fluido de fractura, respectivamente. El factor de incremento promedio resultante en la producción de gas, corresponde a la máxima producción mensual promedio posterior a la fractura, respecto al promedio de producción mensual del último mes efectivo anterior a la fractura. Se consideraron exitosas aquellas

fracturas con un factor de incremento mayor a 2.5. Si bien un estimador económico sería más correcto para evaluar el éxito, está fuera del alcance del presente trabajo.

Los casos donde hemos fracasado con la metodología actual, coinciden con los pozos de peores permeabilidades, o con aquéllos de permeabilidades regulares, pero ubicados en zonas de transición gas/petróleo. Consideramos que estos factores son más relevantes que la elección del fluido base, el tipo de agente de sostén y la malla. Probablemente, estos factores encierran la clave del éxito para los tratamientos en reservorios de menor permeabilidad. Asimismo, si bien no tenemos aún suficiente estadística como para sacar una conclusión definitiva, la reducción de la porosidad por sobrecarga puede estar afectando no sólo la calidad de los reservorios, sino la geometría misma de las fracturas, haciéndolas más complejas y menos efectivas a medida que aumenta la profundidad del objetivo. Los cambios en el contraste de esfuerzos horizontales a medida que los objetivos se hacen más profundos podría asimismo influir en el grado de complejidad. Los datos de ROCH SA sobre las fracturas en las áreas operadas de la Pcia. de Santa Cruz, donde la Fm. Springhill es más somera, tiende a validar esta posibilidad, así como los estudios geomecánicos (Ref [4]) que identificaron a la porosidad como el factor preponderante en la variación de la velocidad de propagación de las ondas (S y P) en testigos corona, y en la determinación de los módulos elásticos estáticos y dinámicos.

3.d) Perfil de temperatura

Una de las hipótesis más fuertes para aplicar la nueva técnica de fracturas fue que se prevé un crecimiento en altura, en principio hacia la zona inferior, sin un límite permanente, lo que ocasiona una muy pobre geometría aún en la zona del well-bore frente a los punzados.

Además de los estudios geomecánicos mencionados, algunos indicios obtenidos durante las operaciones parecieron confirmar un crecimiento en altura fuera de la formación. En efecto, la medición de presiones netas durante minifracs y fracturas, indicaban en algunos casos que la fractura podría estar extendiéndose fuera de Springhill. Asimismo, en ocasiones se observó durante el fall-off posterior a la fractura, cambios de curvatura que podrían indicar cierres sucesivos de dos formación distintas.

Siendo que estos elementos no resultaban concluyentes, se procuró alguna medición directa de la altura de fractura. La más sencilla y generalizada es el perfil de temperatura. Es importante resaltar que sólo una medición que positivamente determine un descenso marcado de temperatura fuera del intervalo de Springhill hubiese demostrado el crecimiento (siempre que las condiciones de aislación de los punzados sean adecuadas). Lo contrario no es necesariamente cierto. Es conocido que la fractura puede irse en altura sin ser detectada por su patrón térmico. Justamente, el método alcanza su mejor capacidad predictiva cuando las fracturas crecen en un plano y este coincide con la dirección del pozo.

La figura 4 muestra los registros de temperatura adquiridos luego de 6 y de 9 horas. No hay evidencia de crecimiento en altura fuera de Springhill. El volumen de fluido inyectado fue de 75 m³, suficiente para explorar el grado de empaquetamiento, dado el espesor y la porosidad de la formación.

Sin embargo, en un escenario de fracturas complejas, y con potencial presencia de una formación fisurada, no consideramos este resultado como concluyente. Estamos evaluando otras alternativas para poner a prueba la hipótesis de la falta de confinamiento, que incluyen perfiles sínicos de espaciamiento largo y agentes de sostén trazables no radioactivos.

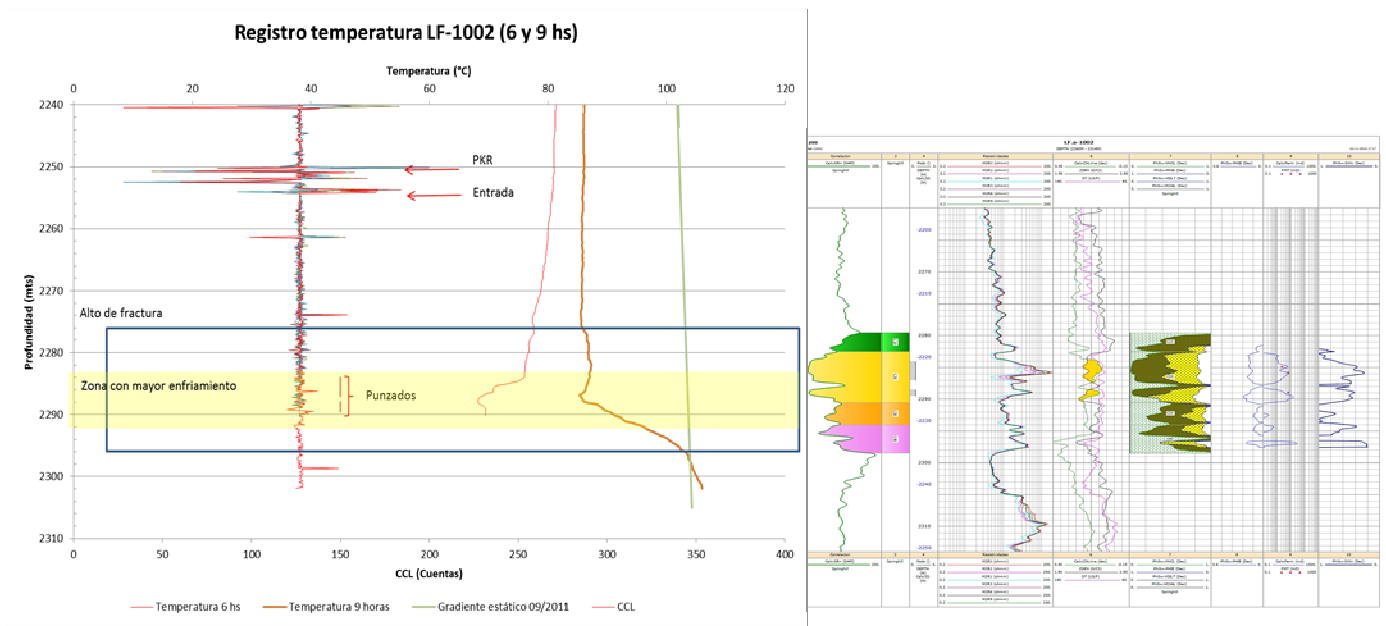


Figura 14: Perfil de temperatura, mostrando que no siempre hay indicios de que la fractura crezca en altura, fuera de la Fm. Springhill. Es necesario complementar estos resultados con otras técnicas de localización del agente de sostén.

Conclusiones

Los resultados obtenidos hasta la fecha muestran que, luego de los cambios introducidos en las técnicas de fracturas, no sólo se ha avanzado en el conocimiento de la dinámica de crecimiento de las fracturas en la Fm. Springhill, sino que el mismo se ha podido plasmar en mejoras ostensibles en la calidad de la estimulación. En efecto, considerando como éxito un factor de incremento de 2,5 veces en la producción promedio mensual, se ha pasado de un porcentaje de éxitos históricos para pozos de gas del 30% al 70%.

Una vez resueltos los problemas de formación de emulsiones y la decisión de utilizar un esquema de ruptura del gel extremadamente agresivo, consideramos que lo más importante para el éxito resultó ser el volumen de la fractura, la agresividad del tratamiento, y la paciencia para trabajar sobre los problemas en la vecindad del pozo, procurando disminuir las probabilidades de arenamientos prematuros, pero siempre buscándolos hacia el final de los trabajos, a fin de obtener una vía de conexión robusta entre el pozo y la fractura.

La curva de aprendizaje nos llevó a entender que además de la elevada heterogeneidad en las características petrofísicas de la Fm. Springhill en la escala afectada por una fractura, existe asimismo una alta heterogeneidad en sus propiedades mecánicas, con la existencia de numerosos planos de debilidad (no necesariamente fisuras) en la textura misma de la roca. La existencia de estos planos, se pone de manifiesto en la sensibilidad del grado de complejidad del crecimiento de la fractura respecto a la viscosidad y caudal utilizados. Para esta clase de rocas, el crecimiento de la fractura no se encuentra únicamente determinado por los esfuerzos locales, i.e., por los valores de la sobrecarga vertical y los esfuerzos horizontales en cada plano, sino también por la interacción con estas zonas de debilidad. Esta complejidad no puede modelarse mediante los softwares estándar de fracturas. Si bien no podemos ofrecer una prueba concluyente, tenemos indicios que apuntan a que el grado de complejidad aumenta con la profundidad del objetivo.

Tal como se mencionó en el trabajo, se encuentra bien establecido en la literatura que los fluidos de baja viscosidad, como el agua, son más eficientes en abrir redes de fracturas explorando las zonas débiles de la roca, y los de mayor viscosidad, como el gel crosslinkado, son más apropiados para seleccionar aquéllas que pueden abrirse más dócilmente. Este último tipo de fracturas es el que se necesita para colocar altas

concentraciones de agente de sostén. Haber detectado esta característica en la Fm. Springhill y con ello modificar los esquemas de trabajo, es quizás uno de los mayores aportes de este trabajo.

Siendo que la roca así lo permite, hemos encontrado que resulta más eficiente provocar inicialmente la activación de múltiples caminos para el crecimiento de las fracturas, y luego mitigar los menos aptos con bombes a baja concentración, que inducir desde el principio la propagación cuasi-planar inyectando a alta viscosidad y alto caudal. Esta técnica permite la selección de la mejor fractura dentro de un universo más amplio a disposición.

La implementación sistemática de pruebas de inyectividad, más los Minifrac con fluidos base gel lineal más slugs de arena, no solamente fueron útiles para mejorar sustancialmente el conocimiento de las características petrofísicas de la formación, sino también, para lograr disminuir los obstáculos en el near wellbore, trayendo consigo una mejora sustancial en las geometría de fractura y en los resultados de producción.

Todavía queda pendiente el desafío de explicar los magros resultados obtenidos en aquéllos pozos que mostraron permeabilidades del orden de 0.1 mD o menores (permeabilidad medida con los test de inyectividad). Está en proceso de análisis e investigación introducir cambios en la formulación de los fluidos, en la malla del agente y en la visión global de la fractura, lo que en la práctica consistirá en emprender una nueva curva de aprendizaje. Las experiencias adquiridas en otros reservorios tight de características similares podrían marcar un nuevo punto de partida.

Bibliografía

[1] Peroni G., Cagnolatti M., Pedrazzini M., Cuenca Austral: Marco Geológico y Reseña Histórica de la Actividad Petrolera. En Schiuma M., Vergani G., y Hinterwimmer G., (eds): Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: pp 11-20 (2002).

[2] Lenge D., comunicación privada, (2012).

[3] Schwarz, E., Veiga, G.D., Spalletti, L.A y Massaferró, J.L.. The transgressive infill of an inherited-valley system: The Springhill Formation (lower Cretaceous) in southern Austral Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology*, v. 28, pp. 1218-1241.

[4] BJ Services, Geomechanics Laboratory, Tomball Technology Center, Elastic Properties of Springhill and Tobífera Formation, Report # T-10-08-0737 (2010).

[5] Cipolla C.L., Warpinsky N.R., Mayerhofer M.J., and Lonon E.P., Pinnacle Technologies, and M.C. Vicent, Carbo Ceramics: "The relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design", paper SPE 115769 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, USA, 21-24 September 2008.

[6] Cipolla C.L. & Wright C.A., Pinnacle Technologies: "State-of-the Art in Hydraulic Diagnostics", presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, held in Brisbane, Australia, 16-18 October 2000.

[7] J.E.Olson, B. Bahorich, J. Holder, University of Texas at Austin: "Examining Hydraulic fracture – Natural Fracture Interaction in Hydrostone Block Experiments", presented at SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 6-8 February 2012.

[8] Beugelsdijk, L.J.L (SPE), de Pater, C.J. (SPE), Delft University of Technology, and Sato, K. (SPE), Teikoku Oil Co. Ltd.: "Experimental Hydraulic Fracture Propagation in a Multi-fractured Medium", presented at the 2000 SPE Asia and Pacific Conference of Integrated Modelling for Asset Management, held in Yokohama, Japan, 25-26 April 2000.

- [9] G. Penny and J.T. Pursley, CESI Chemical, and D. Holcomb, Pentagon Marketing: "The Application of Microemulsion Additives in Drilling and Stimulation Results in Enhanced Gas Production", paper SPE 94274 presented at the 2005 SPE Production and Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, USA, 17-19 April 2005.
- [10] G.S. Penny and J.T. Pursley, CESI Chemical, and T.D. Clawson, Antero Resources Corp.: "Field Study of Completion Fluids To Enhance Gas Production in the Barnett Shale", paper SPE 100434 presented at the 2006 SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 15-17 May 2006.
- [11] Chitralla, Y., Sondergeld, C.H. and Rai, C.R, University of Oklahoma: Acoustic emission studies of hydraulic fracture evolution using different fluid viscosities", ARMA 12-597 presented at the 46 th US Rock Mechanics / Geomechanis Symposium held in Chicago, USA, 24-27 June 2012
- [12] Ishida T et all: "Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO₂", Geophysical Research Letters, Vol. 39, GL052788.
- [13] Shimizu, H, Murata, S. and Ishida, T, Kyoto University, Kyoto, Japan: "The Distinct Element Analysis for Hydraulic Fracturing Considering the Fluid Viscosity", ARMA 09-37 presented at the 43rd US Rock Mechanic Symposium, held in Asheville, June 28th – July 1st 2009.
- [14] Chunfang Meng and C. J. de Pater, "Hydraulic Fracture Propagation in Pre-Fractured Natural Rocks", SPE 140429, presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 24-26 January 2011.

Agradecimientos

D.S. agradece a la UTE-RCLV el apoyo necesario para sostener la curva de aprendizaje, y a Michael Cleary, por su visión general del problema, y el impulso inicial que ayudó a romper los moldes. El apoyo permanente a las operaciones de la Gerencia, Jefe de Producción y el equipo de workover TF-1 de la UTE-RCLV en Tierra del Fuego fueron determinantes en el éxito de los trabajos realizados.