

Técnicas de completación. SRV optimizado en terminaciones No Convencionales

Por **Daniel Rojas** y **Pablo Chiaraviglio** (Stage Completions)

Este trabajo sobre **Stimulated Rock Volume (SRV)** ha sido presentado en el **Workshop de Técnicas de Completaciones No Convencionales**, una exitosa jornada realizada en el marco de la **AOG Patagonia 2018**, que contó con prestigiosos oradores.

Una breve explicación sobre la situación actual del mercado de terminaciones de activos no convencionales (NOC): en cualquier proyecto, sea este una mega obra de largo plazo o un negocio de horizonte corto, el capital utilizado busca maximizar la Tasa Interna de Retorno (TIR o ROI, por *return on investment*, o retorno sobre la inversión).

En el negocio del petróleo y el gas, en tanto esta regla se mantiene, y en los proyectos de desarrollo de los activos NOC, el ROI se torna particularmente importante porque los montos invertidos son muy grandes. Esto se debe, en buena parte, a la bajísima permeabilidad (nano-Darci) de la roca generadora llamada *shale*. Es necesario inducir fracturas masivamente en la matriz para aumentar la permeabilidad efectiva del pozo. El volumen de roca estimu-

lada (SRV) se refiere al volumen (área por espesor) que es fracturado hidráulicamente para incrementar la permeabilidad efectiva del *shale*. Por lo tanto, en estos proyectos se agrega, además de todos los costos habituales de pozos convencionales, la estimulación (fractura hidráulica o fracking) necesaria para hacer producir el pozo. De por sí, la construcción de un pozo NOC es costosa por su extensión lateral, el *fracking* le agrega otro tanto. Los costos de estimulación en pozos de alcance extendido casi alcanzan (y a veces supera) el costo de perforación.

El objetivo de aumentar el TIR conlleva a los requisitos y el enfoque del siguiente gráfico.



La puja para incrementar el SRV de un pozo NOC ha inducido a los operadores en los principales mercados a llevar ciertos parámetros a sus límites operativos:

- 1) Extensiones laterales más largas (> 4.000 m)
- 2) Mayor densidad de puntos de entrada (menor espaciamiento)
- 3) Fracturas de punto único de entrada
- 4) Mayores tasas de bombeo
- 5) Reducción de aditivos o uso de *slickwater*

Permeabilidad de SRV y su relación con las fracturas

Louis Mattar (IHS Markit) ha dicho sobre la permeabilidad "efectiva" del volumen de roca estimulada:

"Se le dice permeabilidad efectiva o k_{SRV} , y causa consternación, porque es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz (roca generadora), y a su vez mucho menor

que la permeabilidad de la fractura. Solo puede ser determinado mediante ensayos de pozos y representa una combinación de la permeabilidad de la matriz, la permeabilidad intrínseca de las fracturas y la distribución de las mismas."

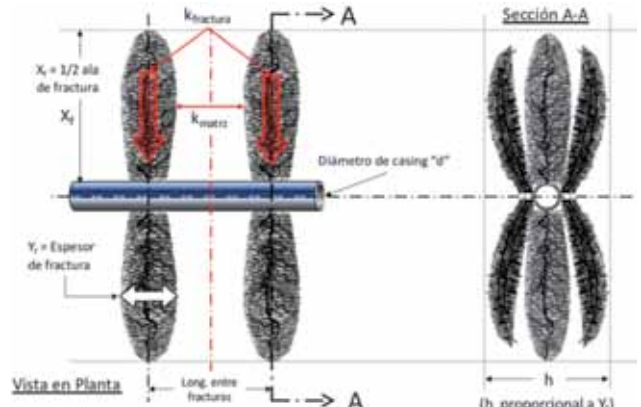


Figura 2. Geometría y variables básicas de fracturas.

Se resalta la distribución de las fracturas, ya que en términos de flujo lineal, la distancia que debe atravesar el hidrocarburo en la matriz es crítica, dada las permeabilidades bajísimas de las pelitas (roca generadora). Lo que hace producir el pozo, en última instancia, es la superficie de contacto entre las fracturas y la matriz. Las fracturas generan la "autopista" para que el pozo produzca. Por lo tanto, el objetivo de la estimulación se torna en llenar la matriz de autopistas, reducir la distancia entre fracturas y no dejar volúmenes sin estimular (Figura 2).

Hay dos maneras básicas de generar fracturas masivamente en la roca generadora:

- Fracturas con múltiples puntos de ingreso a la formación por etapa.
- Fracturas con un solo punto de ingreso a la formación por etapa.

Los puntos de ingreso a la formación o *clusters* son el canal por el que entra el fluido hidráulico y fractura el *shale* (por el efecto de sobre-presión), además transporta el agente de sostén para mantener esa fractura abierta.

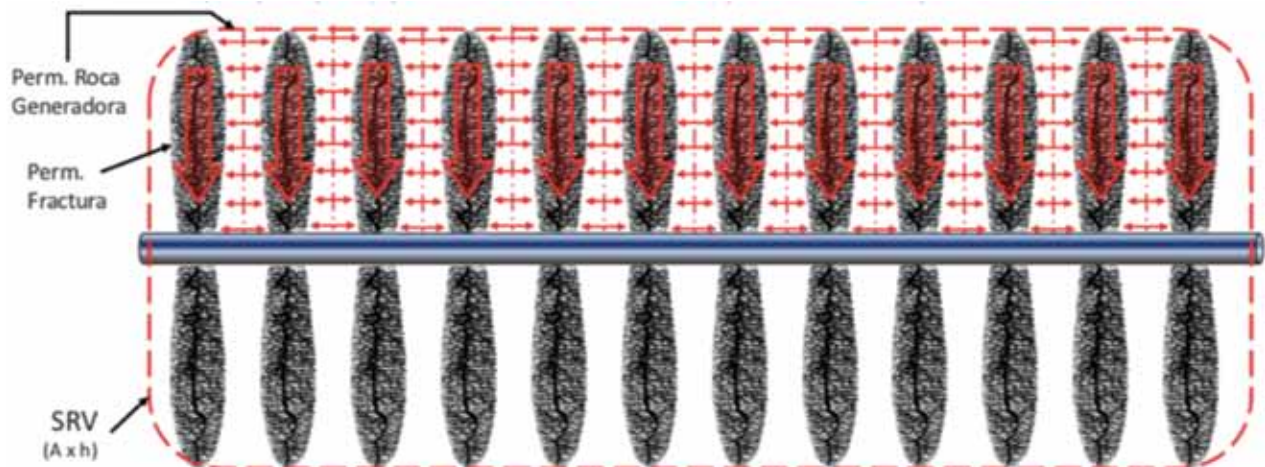


Figura 1. SRV, permeabilidad de matriz y fracturas.

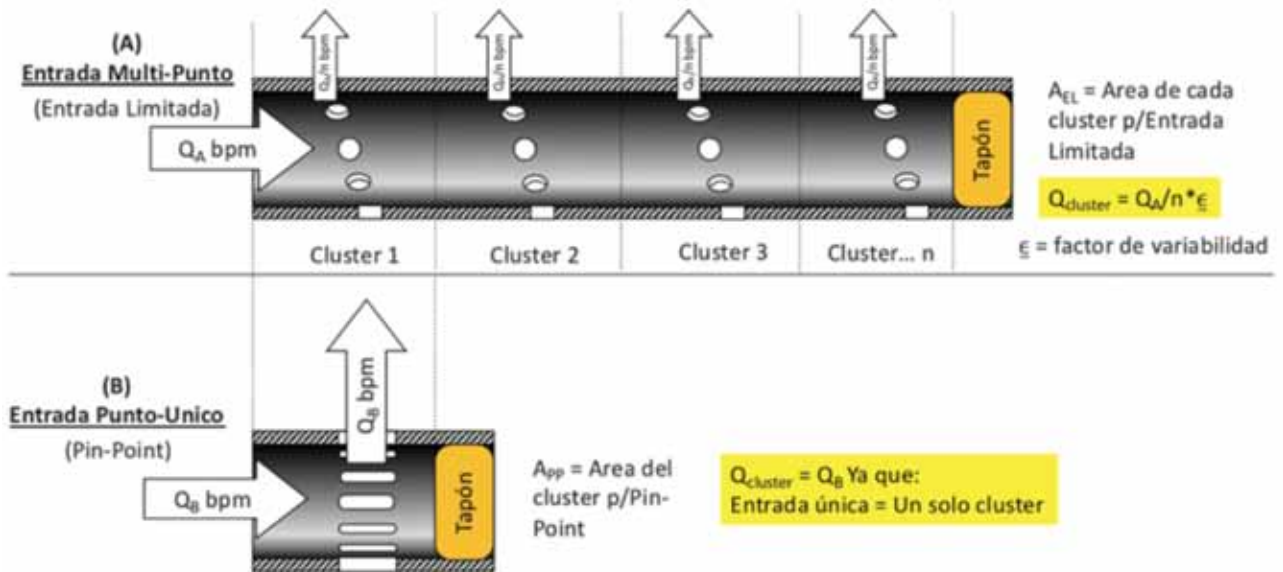


Figura 3. Etapa de una fractura entrada multipunto (arriba) versus punto único (abajo).

En la figura 3 se observa el detalle de una etapa con múltiples puntos de entrada versus una etapa de punto único.

Fracturas Entrada multi-punto (entrada limitada) versus Punto único (Pin-point)

Por el principio de conservación de masa, el fluido que entra a cada etapa debe ser igual al fluido que sale a la formación. En el caso de la etapa de entrada multi-punto (o entrada limitada), el fluido que ingresa se distribuye entre los clusters de salida, por lo tanto, $Q_{cluster}$ es igual a Q_{etapa} dividido por el número de etapas "n" por un factor de variabilidad "ε", que depende de las fracturas naturales, heterogeneidad de la pelita, diferencias el punzado, pérdida de carga, entre otros factores.

En el caso de las etapas con un solo punto de salida a

la formación (o también llamadas fracturas pin-point), es claro que Q_{etapa} es igual al $Q_{cluster}$.

Las diferencias mencionadas entre sistemas de fractura tiene importantes consecuencias a la hora de estimar el SRV y su $k_{efectiva}$.

Si bien las simulaciones de fracturas son solo aproximaciones y un ejercicio de "adivinar educadamente", hay muchos estudios realizados con micro sismica, ensayos de producción y mediciones con fibra óptica en el pozo, que dan valores de variación del 30% y del 40% entre clusters en el sistema de entrada limitada.

En un sistema de entrada limitada, tenemos:

1. Parámetros controlables
 - a. Agente de sostén, tipo, tamaño y concentración.
 - b. Agente de sostén, volumen por etapa.
 - c. Fluido de fractura, tipo y propiedades y volumen /etapa.

Parámetro	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster...n	Observaciones
Caudal	$Q_{c1} = Q/n * \epsilon$	$Q_{c2} = Q/n * \epsilon$	$Q_{c3} = Q/n * \epsilon$	$Q_{cn} = Q/n * \epsilon$	Variabilidad $\epsilon = 0.7$ a $1.3^{(1)}$
Presión	P_{fmin}	P_{fmin}	P_{fmin}	P_{fmin}	Presión de fractura min. entre clusters
Velocidad	$V_{c1} = Q_{c1}/A_{EL}$	$V_{c2} = Q_{c2}/A_{EL}$	$V_{c3} = Q_{c3}/A_{EL}$	$V_{cn} = Q_{cn}/A_{EL}$	
Agente de Sostén	$S_{c1} = Q_{c1} * lb$	$S_{c2} = Q_{c2} * lb$	$S_{c3} = Q_{c3} * lb$	$S_{cn} = Q_{cn} * lb$	lb = Conc. de agente (ppg)

Entrada Multi-Punto (Entrada Limitada)
 Q bpm
 Área A de c/cluster
 Cluster 1, Cluster 2, Cluster 3, Cluster... n
 A_{EL} = Área de cada cluster p/Entrada Limitada

(1) Variabilidad inducida por efectos de fracturas naturales, heterogeneidad de la formación, variación de punzados y pérdida de carga

Figura 4. Etapa entrada multi-punto.

- d. Tasas de bombeo/etapa.
- 2. Parámetros no controlables .
 - a. Velocidad V y Caudal Qf de fluido/cluster.
 - b. Longitud de media ala de fractura.
 - c. Cantidad y colocación de agente de sostén/cluster.

El efecto sobre el SRV es notorio: el 30% y a veces hasta el 40% de las fracturas no aportan “autopistas” a la matriz, o sea, el volumen de roca queda sin estimular, ya que hay una geometría de la fractura variable, como se observa en la figura 5.

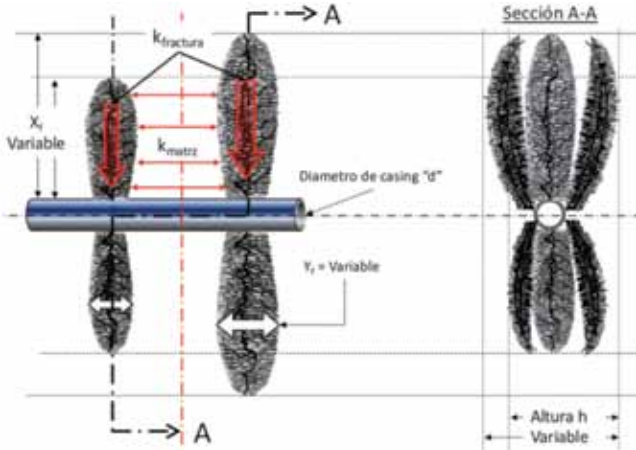


Figura 5. Parámetros geométricos en fracturas de entrada limitada.

Todo lo demás siendo iguales, el SRV y el kSRV quedan afectados negativamente porque (Figura 5):

1. Media alas de fracturas “Xf” son de longitud variable
2. Menor ancho “Yf” y complejidad de media ala de fractura
3. Variabilidad en alturas “h” de fracturas

Que resulta en

- SRV con fracturas inconsistentes
- Componente kmatriz aumenta
- Componente kfractura se reduce
- kSRV se reduce

Veamos el caso de fracturas por entrada punto único.

En el caso de las fracturas de punto único (pin-point) como dijimos, todas las etapas son iguales porque hay un

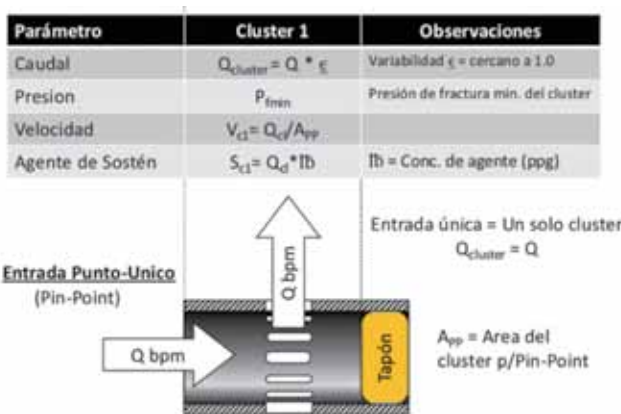


Figura 6. Etapa de entrada punto único.

solo cluster por etapa, cuya área es igual en todos los casos, ya que el área es de una válvula con puertos de entrada mecanizada. Con área de entrada y salida iguales, el caudal también lo es, y por consiguiente las velocidades y la capacidad de transportar el agente de sostén en toda la 1/2 ala de fractura. Lo podemos ver en los parámetros y las geometrías en las figuras 6 y 7.

De los parámetros de la figura 6, vemos que en un sistema pin-point podemos controlar la mayoría de los parámetros importantes, por ejemplo:

- a. Agente de sostén, tipo, tamaño y concentración
- b. Agente de sostén, volumen/etapa
- c. Fluido de fractura, tipo y propiedades
- d. Tasas de bombeo p/etapa
- e. Velocidad y caudal Q de fluido de fractura por cluster
- f. Longitud y espesor de media ala de fractura
- g. Cantidad y colocación de agente de sostén por cluster

Que resulta en geometría de fracturas mucho las uniformes y predecibles (Figura 7)

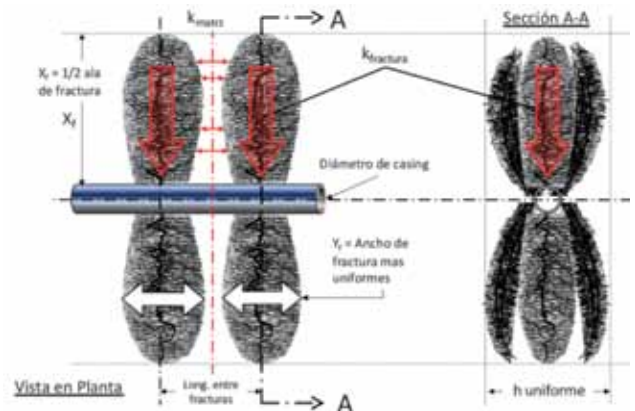


Figura 7. Parámetros geométricos en fracturas de entrada punto único.

...y por lo tanto se obtienen fracturas cuyas:

1. Medias alas de fracturas “Xf” son mayores y más uniformes.
2. Mayor ancho “Yf” y complejidad de medias alas de fractura.
3. Mayores y más uniformes alturas “h” de fracturas.

Que resulta en

- SRV uniformemente fracturado.
- Componente kmatriz se reduce.
- Componente kfractura aumenta.
- kSRV aumenta.

Sistemas de completación de pozos entrada punto único o pin-Point

Si bien hay múltiples maneras de hacer fracturas con un solo punto de entrada por etapa, los sistemas comerciales que se usan actualmente en el mercado son los siguientes:

- 1) Válvulas deslizantes, abiertas con lanzamiento de bolas de diámetro variable (de menor a mayor).
- 2) Válvulas deslizantes abiertas con coiled tubing (fractura anular).

Características principales	Válvulas abiertas con lanzamiento de bola	Válvulas abiertas con <i>coiled tubing</i>
Ilimitado en cantidad de etapas	No, limitado por diámetro de asientos	No, limitado por alcance de unidad CT
Pérdida de carga por obstrucciones	Sí, diámetros de asientos	Sí, fractura por anular
Puede usar altas tasas de bombeo y concentraciones de arena	No, en la punta	No, área anular limita tasas
Reduce tiempos de bombeo en superficie	Sí	No, caudal limitado por área anular
Conserva agua y aditivos químicos	Sí	No, requiere reductores de fricción
Camisa se puede volver a cerrar para re-fracturar o cerrar la fractura	Sí	Sí
Capacidad de alcance extendido	No, limitado por diámetros internos	No, limitado por alcance de CT
Completación apta para producir	Sí	Sí
ID Constante talón a punta posfractura	No	Sí
Completado sin unidad de <i>coiled tubing</i>	Sí	No

Tabla 1. Características y limitaciones de sistemas tradicionales de fractura punto único.

3) Válvulas deslizantes abiertas con lanzamiento de *collets* y bola (combinación de llaves variables)

Los dos primeros sistemas tienen más años en el mercado, son ampliamente conocidas (no son tema de este artículo).

Solo vamos a listar las limitaciones inherentes al diseño de los dos primeros (grupos 1 y 2) tipos de válvulas, a efectos de volver sobre ellas para analizar si el diseño del tercer grupo consigue superarlos (Tabla 1).

Sistema *pin-point* de válvulas abiertas con *collets*

A continuación, nos enfocaremos en analizar las características del tercer sistema, al cual llamaremos válvulas abiertas con *collets* para fracturas realizadas a tasas de bombeo y concentraciones altas y mayores o comparables a los demás sistemas de fractura *pin-point*, como se puede ver en las estadísticas, modelo Bowhead II (Tabla 2).

Dadas estas estadísticas, vale la pena detenernos para analizar cómo funciona exactamente este sistema de válvulas abiertas con *collets*.

La idea de esta válvula de fractura operada por *collet*, que puede ser usada tanto para pozo a hoyo abierto como

entubado y cementado, es simple, y como suele suceder con las ideas simples, además es muy efectiva. Consiste en un cuerpo principal con puertos pre-mecanizados, a través de los cuales fluirá el tratamiento de fractura. Además, tiene una camisa interna balanceada que obtura los puertos, y cuyo diámetro interior contiene un perfil único y distinto a todas las demás camisas internas de las válvulas en la completación. Finalmente, están los pernos de corte, que retienen la camisa en su lugar, hasta que la presión de fractura sea la suficiente para cortarlos, permitiendo así que la camisa se desplace y abra la válvula de fractura.

A su vez, desde la superficie es lanzado un *collet* que no es más que un tubo, cuyo diámetro externo contiene un perfil único y distinto a todos los demás *collets* que se lanzarán. La particularidad está en que el perfil del *collet*, que llamaremos "macho" tiene un su par en una de las camisas internas (hembra) alojadas en cuerpo de la válvula que deseamos abrir para fracturar la etapa correspondiente. El *collet* tiene, además un diámetro interno con un asiento en el que se aloja una bola soluble que hace de tapón, contra el cual se realiza la fractura.

Al momento de lanzar el *collet* desde superficie, este le inserta el tapón (bola soluble), y se verifica que el perfil macho corresponda al de la hembra en la válvula de se pretende abrir. Una vez lanzado, se bombea hasta que este se aloje en la camisa interna de la válvula correspondiente.



Trabajos a la Fecha	Trabajo en Cartera	Información de Pozos	Información de Fractura (Arena)	Información de Fractura (Fluido)
Pozos: 70	Pozos: 45	Max TD: 22,250 ft	Max. conc. de arena: 4.7ppg	Tasa máx.: 80 bpm
Etapas: 3500	Etapas: 4000+	Max Lateral: 12,368 ft	Ag. de sosten prom./etapa: 140,000lb (64,000kg)	Tasa promedio: 50 bpm
		Casing: 3.5", 4.5", 5" & 5.5"	Ag. de sostén máx.. total (pozo): 16.2MM lb (7,400 Ton)	Fluido prom./etapa: 2,500 Bbl (400 m³)
				Fluido total máx. (pozo): 361,000 Bbl (57,400 m³)

Tabla 2. Estadísticas de válvula *pin-point*, Bowhead II.

OD Casing (in)	Peso (lb/ft)	ID Casing (in)	Drift casing (in)	ID válvula, Pre-Frac (in)	% del drift	ID válvula Pos-frac (in)	% del Drift	OD Bola (in)
5 ½"	17	4.892	4.767	4.705	98.7%	4.205	88.2%	4.375
5 ½"	20	4.778	4.653	4.591	98.7%	4.092	89.1%	4.250
5 ½"	23	4.670	4.545	4.483	98.6%	3.983	87.6%	4.125
5"	18	4.276	4.151	4.091	98.8%	3.62	87.2%	3.75
5"	21.4	4.126	4.001	3.941	98.5%	3.47	86.7%	3.63
4 ½"	13.5	3.920	3.795	3.732	98.3%	3.261	85.9%	3.500
4 ½"	15.1	3.826	3.701	3.643	98.4%	3.167	85.5%	3.375
3 ½"	9.3	2.992	2.876	2.813	97.8%	2.400	83.4%	2.500
2 7/8"	6.4	2.441	2.347	2.315	98.6%	1.908	84.4%	2.000

Tabla 3. Diámetros internos y % del *drift*, pre y posfractura.

Al encontrar el perfil correcto el *collet* se traba en esa camisa y no se desplaza más. La presión sube hasta el valor de corte de los pernos, y es ese momento, se desplaza la camisa abriendo así la válvula. Seguidamente se comienza a fracturar esa etapa (Figura 8).

Una de las ventajas de usar la combinación camisa interna-*collet* con perfiles de acople, es que el sistema de selección de cual válvula abrir, es en sentido longitudinal, y no diametral, como las camisas con bolas. Esta característica permite que el diámetro interno de las válvulas se mantenga grande y constante en toda la completación. Como se puede ver en la tabla 3, el diámetro interno prefractura es del 98%, y posfractura del 83,4% (en el peor de los casos) del *drift* del *casing*. Esto mantiene capacidad de intervención con *coiled tubing* pre y posfractura, además de eliminar el problema de pérdida de carga, por diámetro reducido de los otros sistemas. El diseño permite también recuperar los *collets* posfractura, si se desea, dejando un diámetro interno al 98% de *drift*.

El desafío siguiente fue conseguir que perfiles confiables para la hora de acoplarse, a sea que no pasaran de largo en los perfiles correspondientes, y que no se quedaran trabados en los perfiles equivocados. También hubo que hacer ajustes en los materiales y la rigidez de los *collets* y camisas, ya que se buscaba bombearlos a una tasa lo suficientemente alta, para que el tiempo de *pump-down* hasta la válvula correspondiente fuera ágil, y que no se pasara de largo al llegar.

Miles de horas/hombre y cientos de ensayos después, se ajustó el diseño hasta que todo funcionara según las especificaciones deseadas. El resultado fue una herramienta con las siguientes características:

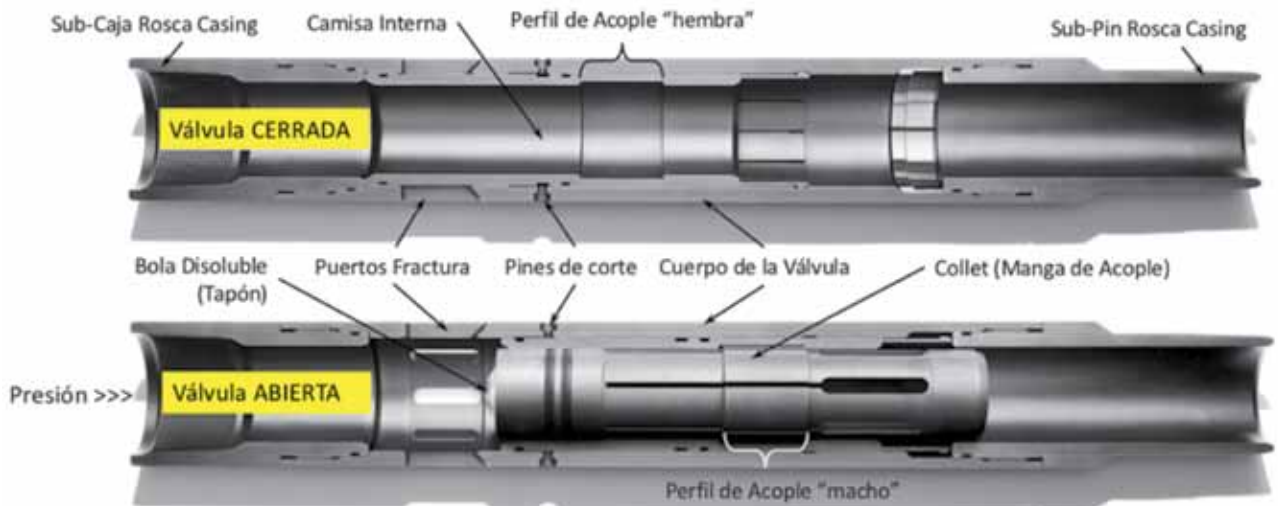


Figura 8. Válvula SC Bowhead II cerrada (arriba) y abierta con *collet* acoplado (abajo).

- 1) Permite realizar una fractura pin-point para SRV.
- 2) Tiene un diámetro interno grande (98% de *drift*), que permite altas tasas de bombeo, producción e intervención futura sin restricciones.
- 3) Un alto número de etapas (300+) y extensiones laterales de más de 4.000 m.
- 4) Operación continua, sin parar el bombeo para optimizar la utilización de bombeadores.
- 5) Baja tasas de bombeo ($Q_{etapa} = Q_{cluster}$), menos bombeadores en locación, menor *foot-print*.
- 6) Desplazamiento preciso a la hora del *pump-down*, ahorra agua y aditivos.

- 7) Operación sin intervención de *wireline* ni *coiled tubing*, ahorra servicios y tiempos de bombeador parado.
- 8) Permite cerrar válvulas para aislar zonas o re-fracturar posteriormente.
- 9) Puede ser corrida en hoyo abierto o cementado.
- 10) Deja el pozo listo para producir, pos-fractura, ahorro de fresado de tapones.

Resultados en dos ejemplos

Caso 1: Operador en el Eagle Ford

En un pozo de alcance extendido se fracturaron 117 etapas en modo pin-point, Con camisas Bowhead II cementadas, de 15.000 psi (103 MPa) de presión diferencial.



Locación operador en Eagle Ford.

Tratamiento

- Etapas: 117 (contando válvula iniciadora)
- Fluido desplazando: 361.000 Barriles (57.394 m³)
- Agente de sostén desplazado: 11.600.000 Lbs (5800 Ton)
- Máxima concentración de agente: 4.7 Lbs/Gal (563 kg/m³)
- Tiempo total de la corrida y tratamiento: 160 h (1.36 h/etapa)

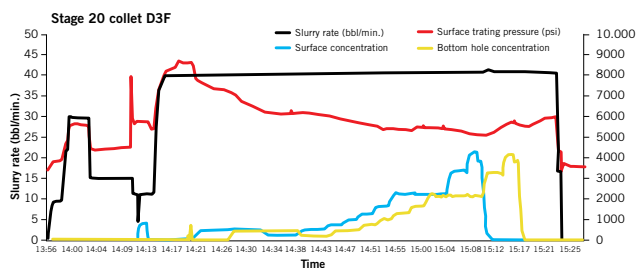


Figura 9. Tratamiento de fractura etapa 20 de 117.

En la instalación de las camisas se enviaron las mismas pre-torqueadas a la junta superior, de forma que se ahorró tiempo de equipo en el pozo, al tener que realizar un solo torqueado por válvula (del lado del pin). La robustez de la válvula permite que el torque a la conexión inferior se aplique a través del cuerpo simplificando la operación en la mesa (Ver foto a izq.).

Patrón acústico y de presión

Se ha incorporado al servicio de corrida de su sistema una herramienta de monitoreo acústico y de presión, donde el operador ve la ubicación del conjunto *collet*-bola mientras viaja a través de las camisas; además de corroborar el acople del conjunto y apertura de la camisa.

En la figura 10, la pantalla de la izquierda es un detalle de una lectura de presión en donde vemos el conjunto *collet*-bola ingresando en la camisa y el momento de acople, que resulta en un pico de presión y repentina caída causada por el desplazamiento y la apertura de la camisa. Al proceso se lo denomina "patrón" de presión, que es a la vez reconocible y repetible. Como se puede observar en la pantalla de la derecha, el operador puede saber la localización exacta del conjunto en tiempo real.

Caso 2: Operador en el Permian

En este caso, el operador quería comparar 3 etapas de Plug & Perf con 5 *clusters* por etapa, contra 15 etapas pin-point. El tratamiento de fractura fue hecho en 8 horas y 25 minutos, a una concentración máxima de arena de 3,0 libras/gallón y una tasa máxima de bombeo de 70,2 bbl/min (Tabla 4).

Tiempo de *workover* reducido: la reducción en tiempo operacional para este trabajo fue de un 52% cuando comparado a una operación equivalente de *plug & perf*.

Operación de fractura sin intervención

No se necesitó el uso de *wireline* para asentar tapones, ni perforar nuevos *clusters*; tampoco fue requerido el *coiled tubing* para actuar camisas ni para cualquier otra intervención durante la operación de fractura.

Eficiencia operacional

En este caso, se pudo apreciar la eficiencia del sistema, ya que les dio:

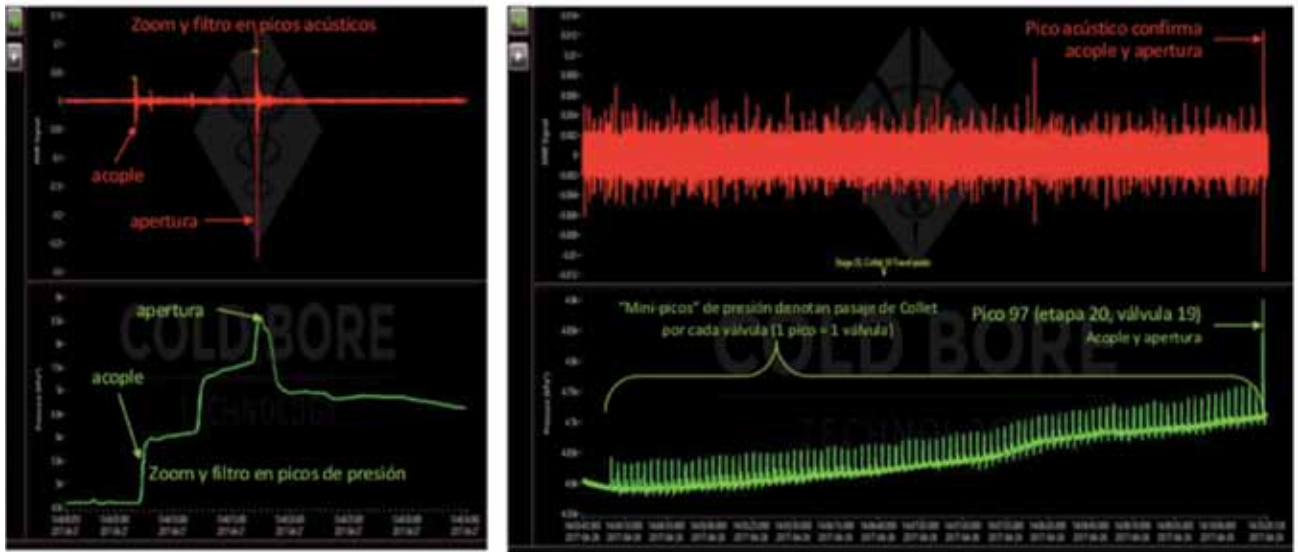
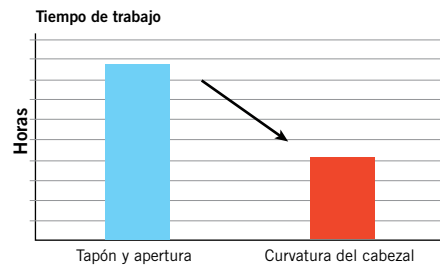


Figura 10. La señal acústica y de presión durante el acople y apertura de la válvula (Izq.). Mini-picos de presión y señal acústica intermedios a medida que el collet atraviesa las válvulas hasta llegar a su válvula objetivo (der.)

Etapas Numero	Tasa prom. (bpm)	Pres. trat. prom. (psi)	Conc. de arena máx. (ppg)	Dur. Tratmto (min)	Longitud estimada (ft)
2	49.9	6,158	3.00	52	34
3	50.1	6,293	3.00	48	68
4	50.5	6,353	3.00	34	102
5	50.7	6,287	3.00	32	136
6	50.6	6,053	3.00	32	170
7	50.6	6,686	3.00	32	204
8	51.2	7,072	3.00	31	238
9	51.6	6,889	3.00	32	272
10	51.3	6,258	3.00	31	306
11	51.6	6,820	3.00	31	340
12	51.6	6,708	3.00	30	374
13	51.8	7,125	3.00	32	408
14	51.4	6,635	3.00	34	442
15	51.71	6,334	3.00	34	476
16	70.2	7,422	3.00	20	510



3.9 veces más que el tradicional *plug & perf* (recordar que en pin-point una etapa es igual a una *cluster*). En *plug & perf* este operador bombea a 90 bpm; en 5 *clusters*, eso equivale a 18 bpm por *cluster*. Sin embargo, para lograr una tasa de 50 bpm por *cluster* en pin-point, solo hace falta bombear a esa tasa por *cluster*, por lo tanto, para esta operación se utilizaron un 25% menos HHP en superficie, además se obtiene mejor tasa en cada *cluster*.

En definitiva, la válvula de fractura con esta herramienta logró un SRV óptimo, para mejorar el EUR y bajar los costos operacionales de la estimulación.

- 1) Fracturas pin-point para optimizar el SRV.
- 2) Diámetro interno al 87% de drift en toda la completación (terminación) para reducir pérdidas de carga y poder intervenir posteriormente.
- 3) Ilimitadas etapas y alcance extendido para aumentar el EUR.

El futuro de fracturas hidráulicas para pozos no convencionales promete traer nuevas tecnologías que mejoran la eficiencia y bajan los costos, como en el caso que acabamos de demostrar. ■

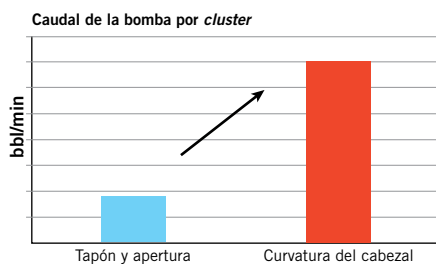


Tabla 4. Parámetros de etapas pin-point en un pozo en el Permian.

1. La habilidad de lanzar *collets* de manera continua, sin interrumpir el bombeo y fractura del pozo.
2. Evitar tiempos muertos e interrupciones entre etapas en toda la operación.

Menos HHP requerido en superficie

La tasa de bombeo fue incrementada por *cluster* hasta