

La opción de fracturamientos hidráulicos híbridos para alcanzar mayores longitudes apuntaladas en areniscas consolidadas

Ing. José Javier Ballinas Navarro
Weatherford de México
javier.ballinas@la.weatherford.com

Información del artículo: Recibido: febrero de 2012-aceptado: agosto de 2013.

Resumen

Un problema desde hace décadas ha sido la severa declinación en producción de los pozos fracturados hidráulicamente. Para contrarrestar esta situación es necesario pensar en una optimización de la propagación geométrica e inducir la manifestación plena del potencial productivo de los yacimientos. El diseño de la fractura debe encontrar el mejor rendimiento de la formación en la importante etapa de su producción post-fractura y la longevidad de la misma.

Las fracturas con la tecnología híbrida fueron diseñadas precisamente para alcanzar una mayor longitud de fractura sobre las fracturas convencionales, usando por lo regular dos tipos de mallas diferentes de apuntalante inyectadas por lo general en seno de gelatinas lineal y activada. De hecho, la tecnología de fracturamiento híbrido combina individualmente las ventajas de las fracturas ejecutadas con gelatina activada y lineal.

Al mismo tiempo, esta opción de fracturamiento apuntalado, generalmente controla la propagación en altura, la cual en exceso induce que la longitud sea corta. Las características mismas de la fractura híbrida enfocan más la propagación del tratamiento a la longitud, que finalmente, junto con la conductividad de fractura ($K_f \cdot W_x$), dictaminan el comportamiento y la longevidad productiva del yacimiento fracturado.

Cuando las arenas y las lutitas super y sub-adyacentes en contacto no presentan contraste de esfuerzos es cuando existe una alta probabilidad de propagarse en exceso en altura de fractura (H_x). En este caso conviene asegurar en el diseño de la fractura un gasto de inyección adecuado, una viscosidad óptima de las gelatinas lineal y activada y calibrar con la mayor precisión las magnitudes de los parámetros geomecánicos como el módulo de Young (E) y el coeficiente de Poisson (μ).

Palabras Clave: Fracturamientos apuntalados híbridos, longitud de fractura, apuntalantes, gelatinas de fractura, altura de fractura, conductividad de fractura, producción post-fractura, esfuerzos de formación, geomecánica.

Hybrid hydraulic fracturing option to achieve greater propped lengths in consolidate sandstones

Abstract

A problem for decades has been a severe production decline of hydraulically fractured wells. To mitigate this situation is necessary to consider a fracture geometry optimization and induce the full manifestation of the reservoirs productive potential. The fracture design must find the best performance of the fractured reservoir in the important stage of post-fracture production and longevity of it.

Precisely, the fractures with hybrid technology were designed to achieve a greater fracture length than conventional frac jobs, frequently using two different types of mesh proppant usually injected within linear and crosslinked gels. In fact, hybrid fracturing technology combines individually the advantages of fractures executed with linear and crosslinked gels.

At the same time, this propped fracturing option generally controls the height propagation, which in excess induces a short propped length. The same characteristics of the hybrid fracture focus more the treatment propagation to the propped length, that finally, together with the fracture conductivity ($K_f \cdot W_x$), dictate the performance and the productive longevity of the fractured reservoir.

When the sandstones and super and sub adjacent shales in contact not present stress contrast, is when there is a high probability to generate a frac height (H_x) propagation excessively high. In this case, is desirable to ensure in the fracture design an appropriate injection rate, an optimal fluid viscosity for both gels, linear and crosslinked, and calibrate accurately as possible the magnitude of geomechanical parameters such as Young's modulus (E) and Poisson's coefficient (μ).

Key words: Hybrid propped fracturing, fracture length, proppants, fracture gels, fracture height, fracture conductivity, post-fracture production, geomechanics.

Alcance y objetivos de la tecnología de fracturamiento híbrida

Aceptando que en los resultados geométricos de fracturamientos hidráulicos apuntalados hay dos parámetros relevantes como lo son la conductividad y la longitud de fractura, es sumamente importante aplicar una tecnología enfocada al incremento en magnitud de uno de estos parámetros.¹

La tecnología de fracturamiento hidráulico híbrido está enfocada a optimizar el crecimiento de L_x (longitud apuntalada), rebasando inclusive radios de drene diseñados y en consecuencia presentando altas probabilidades de un comportamiento productivo longevo.

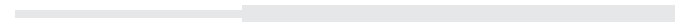
Los principales objetivos de la tecnología de fracturamiento híbrida es mejorar la producción acumulada del yacimiento tratado mediante el incremento de su longevidad productiva, reducir o espaciar las intervenciones o reparaciones a pozos posteriores a la fractura y evitar la necesidad de implementación temprana de sistemas de levantamiento artificial.

Aplicación

Esta tecnología de carácter híbrida es aplicable en formaciones de areniscas bien contenidas entre capas sello lutíticas y preferentemente con contraste de magnitud de esfuerzos entre ellas. Se recomienda totalmente para yacimientos lenticulares con estratigrafía secuencial bien definida arena-lutita, con la condición necesaria de presentar diferencias claras en sus esfuerzos.²

Esta diferencia de esfuerzos (normalmente mayores en lutitas) propicia entonces, una propagación geométrica preferencial en longitud y discreta en altura, situación que es aprovechada por las consideraciones teóricas de las fracturas híbridas para impactar más al crecimiento de L_x .

La técnica es aún más efectiva controlando la velocidad de asentamiento del apuntalante y la pérdida de fluido. La **Figura 1** ilustra un crecimiento geométrico tipo inducido por un fracturamiento híbrido, donde $L_x > R_e$ (radio de drene).



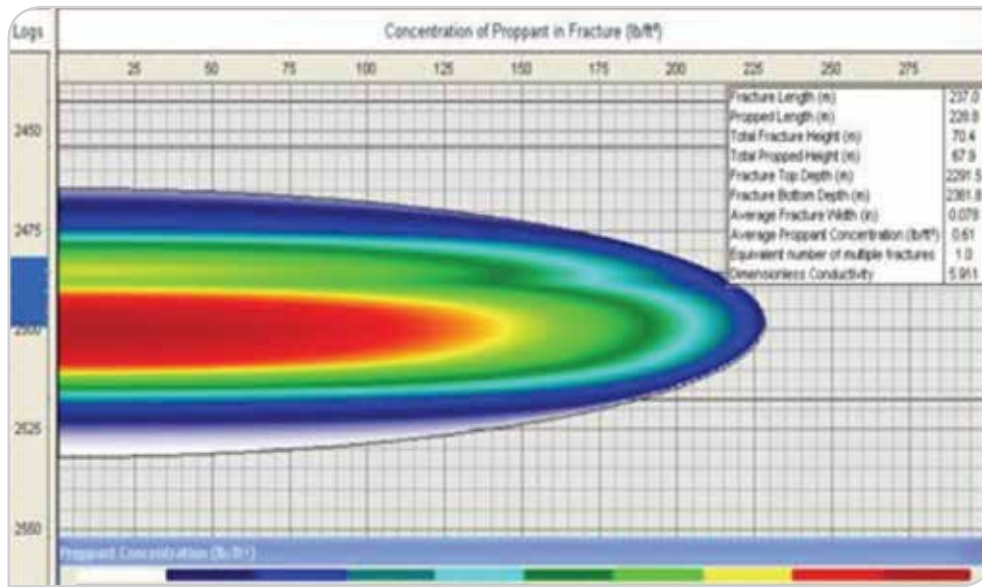


Figura 1. Perfil geométrico de fractura híbrida con control de Hx para generar alta Lx (> Re).

Descripción de la tecnología

La tecnología de fracturamiento híbrida aplica especialmente cuando la capa de interés y las capas aledañas tienen alto contraste de esfuerzo que limita el crecimiento en altura e induce necesariamente una Lx de alta magnitud.³

Asimismo, las condiciones petrofísicas y litológicas deben ser adecuadas para favorecer a la inyectividad de dos tipos de arena de diferente malla sin problemas y preferentemente se debe evitar la presencia cercana de discontinuidades geológicas.

Los dos tipos de apuntalante, una del orden de malla 40-80 y otra más conductivo, del orden de malla 20-40, son mezcladas con gelatinas lineal y activada respectivamente, y su interacción en cuanto a velocidades de asentamiento es importante para la propagación de Lx.

La **Figura 2** muestra perfiles de fractura apuntalados influenciados por las velocidades de asentamiento que a su vez son función de las viscosidades de los geles empleados y el peso específico de los apuntalantes, entre otros parámetros relacionados.

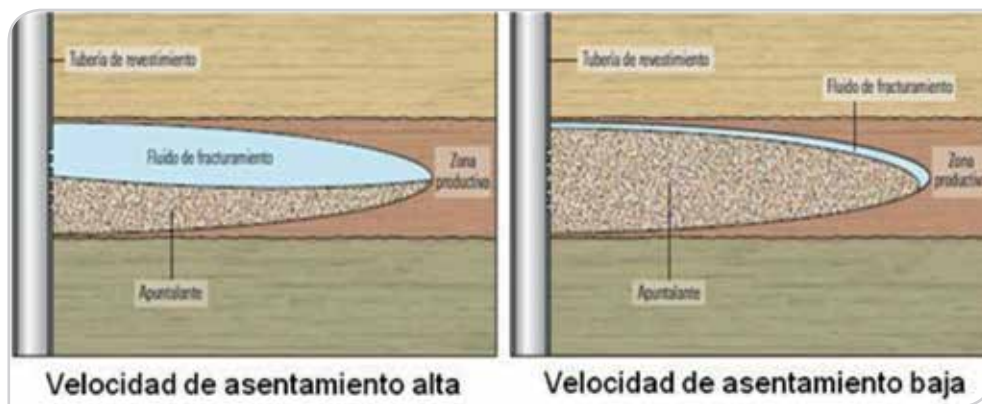


Figura 2. Perfiles de fractura apuntalados en función de velocidades de asentamiento.

Considerando las diferentes velocidades de asentamiento de las arenas fina y regular de acuerdo a su tamaño de malla y peso específico, se inducen los depósitos de arenas rebasando inclusive los radios de drene en cuanto a longitud apuntalada total.⁴

Habrán dos zonas perfectamente identificadas, una de ellas de conductividad normal y otra de conductividad moderada, las cuales combinadas inducen integralmente un corredor de flujo adecuado para los hidrocarburos desde el extremo de la fractura apuntalada al fondo del pozo.

Parámetros clave controladores del asentamiento de arena:

- Reología del fluido
- Ancho de fractura (Wx)

- Gasto de inyección (Q)
- Extensión o longitud de fractura (Lx)
- Pérdida de fluido
- Diámetro del apuntalante

Generalmente, en esta tecnología se consideran las arenas mallas 40-80 y 20-40, **Figura 3**, inyectando por delante el apuntalante fino generalmente a un gasto de inyección mayor al diseñado con la gelatina activada con el apuntalante conductivo de malla 20-40.

La arena mayor entonces se inyecta al final y consecuentemente, en la zona del yacimiento cercana a los disparos, se tendrá una conductividad estándar de carácter normal, adecuada para yacimientos de baja permeabilidad natural (K).

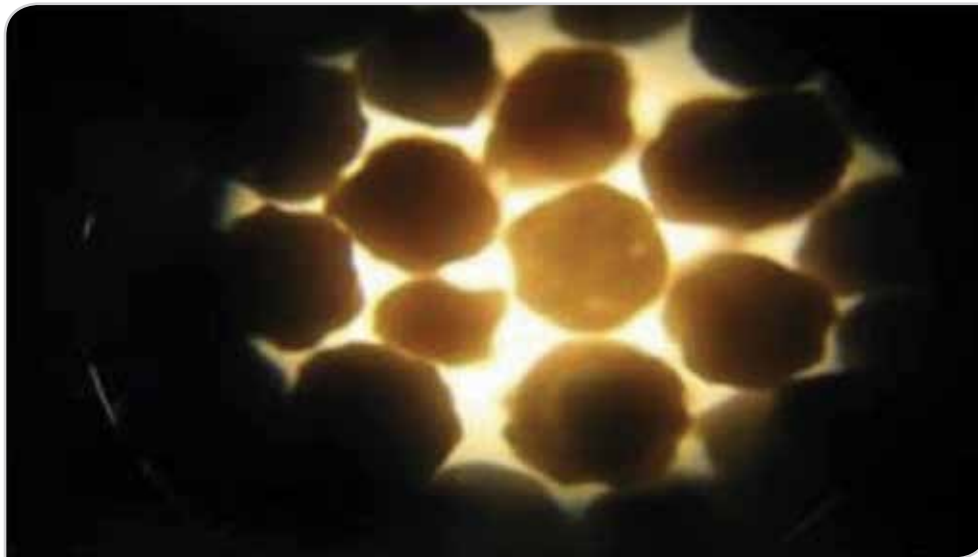


Figura 3. Arena malla 40-80, (vista en microscopio).

Reología de fluido (gelatina activada y lineal)

Requerimientos de los geles de fractura

- **Viscosidad:** Es importante para transportar eficientemente al apuntalante y crear el ancho de fractura adecuado.

- **Compatible:** Debe ser compatible con la formación y fluidos contenidos en ella, los aditivos usados dentro del fluido de fractura deben ser también compatibles.
- **Estable:** El fluido debe mantener sus características a la temperatura de formación y debe tener una adecuada degradación bajo el efecto de corte durante la colocación.

- **Baja presión de fricción:** El líquido debe exhibir una baja presión de fricción con la finalidad de reducir al mínimo la potencia necesaria para el tratamiento.
- **Transporte de apuntalante y longitud de fractura:** Se obtienen longitudes de fractura efectivas con el

correcto diseño de velocidades de asentamiento de arenas para la formación de multicapas. Los programas que incluyen predicciones de transporte de apuntalante fractura dentro se basan en la Ley de Stokes, **Figura 4.**

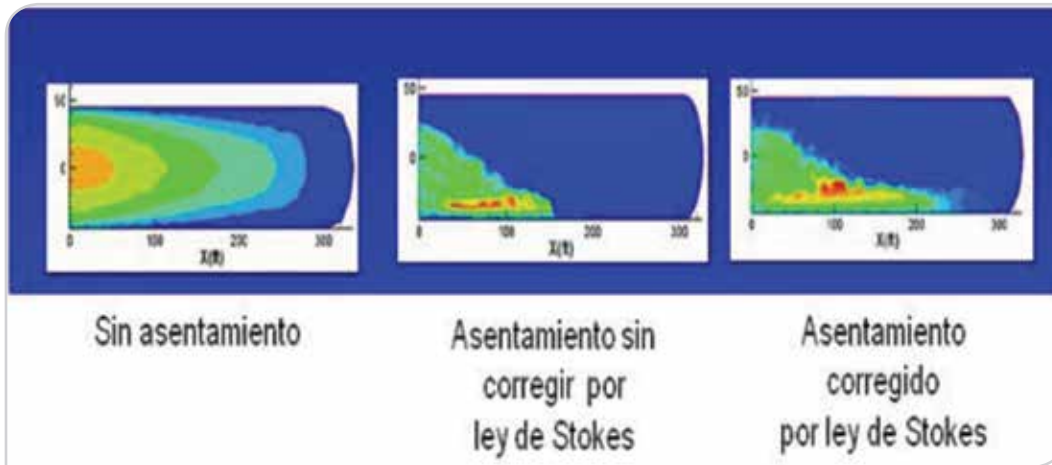


Figura 4. Inducción de depósitos de arena bajo la Ley de Stokes.

Ancho de fractura

Las dos arenas consideradas son inyectadas a concentraciones apropiadas para generar depósitos en multicapa, **Figura 5.**

Estas arenas deben atravesar un diámetro de ancho de fractura suficiente para evitar problemas de taponamiento temporal y definitivo, (arenamiento).⁵

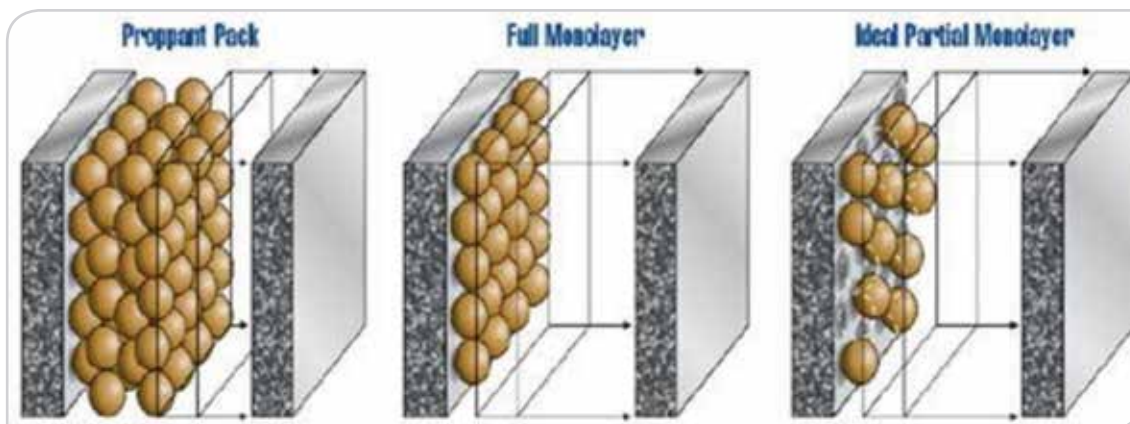


Figura 5. Conceptos de monocapa y multicapa.

Gasto de inyección

En los fracturamientos apuntalados híbridos el gasto de inyección es sumamente importante porque es un factor de alto peso específico en la inducción de formación de capas de arenas depositadas preferentemente en multicapa.

Para tal propósito es conveniente efectuar las operaciones con alto gasto de inyección (de 30 a 50 bpm) para apuntalar a la longitud creada en algunas zonas con multicapas y otras con monocapas.

El gasto de inyección es específicamente más importante durante la etapa de colocación de la arena de malla pequeña, aprovechando la moderada velocidad de asentamiento de esta arena en seno de gelatina lineal.

Durante la inyección de la etapa de arena conductiva en seno de fluido activado, también se requiere alto gasto de inyección para el objetivo anteriormente señalado, pero preferentemente por debajo del gasto usado con la arena fina.

Al final de la segunda etapa del fracturamiento híbrido, con arena usualmente malla 20-40 es frecuente inyectarla con gasto en escalón en sentido reductivo para generar un óptimo empacamiento de apuntalante en la región cercana a disparos.

Extensión o longitud de fractura (Lx)

Para inducir una adecuada longitud de fractura es necesario tener una magnitud en presión neta adecuada para tener permanentemente un ritmo de crecimiento óptimo en longitud hidráulica originada.

La presión neta está íntimamente relacionada con la presión de extensión de fractura, ambas presiones en magnitud sobrepasan a las condiciones de esfuerzo in-situ del yacimiento tratado y consecuentemente son de vital importancia para el crecimiento geométrico de la fractura en sus tres dimensiones, especialmente en Lx, **Figura 6**.

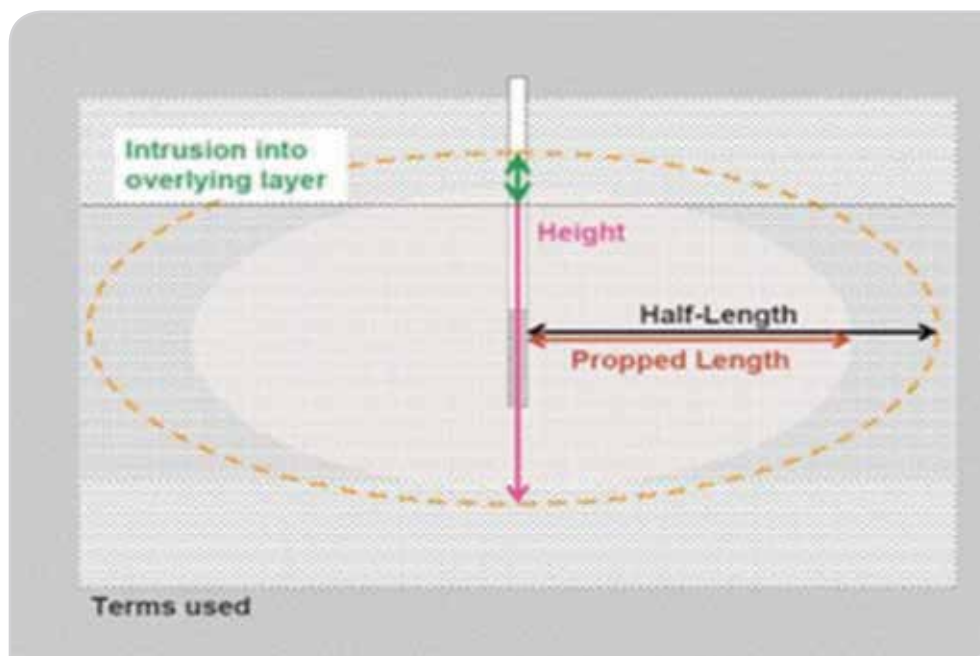


Figura 6. Propagación geométrica de una fractura.

Pérdida de fluido

Otro parámetro que impacta a la propagación geométrica de la fractura es sin duda el ritmo de pérdida de fluido (leak-off), el cual está ligado directamente a la eficiencia del fluido fracturante.

Un adecuado control de esta pérdida de fluido inicial y durante todo el tratamiento indudablemente ayudará a alcanzar la magnitud de Lx diseñada, ya que el control de fluido que trabaja en propagación geométrica es crucial para lograr este objetivo.

Diámetro del apuntalante

El diámetro de la arena está ligado en proporción directa a su densidad y es un parámetro fundamental en la velocidad de asentamiento.

- Propiedades del apuntalante y su influencia en el asentamiento. Se ilustra el siguiente ejemplo simulado en laboratorio:
 - Densidad de fluido 1.0 gr/cc
 - Densidad de la partícula 2.5 gr/cc
 - Viscosidad del Fluido 0.01 poise
 - Radio de la partícula 0.05 cm
 - Velocidad horizontal de fluido 0.2 m/s, **Figura 7**

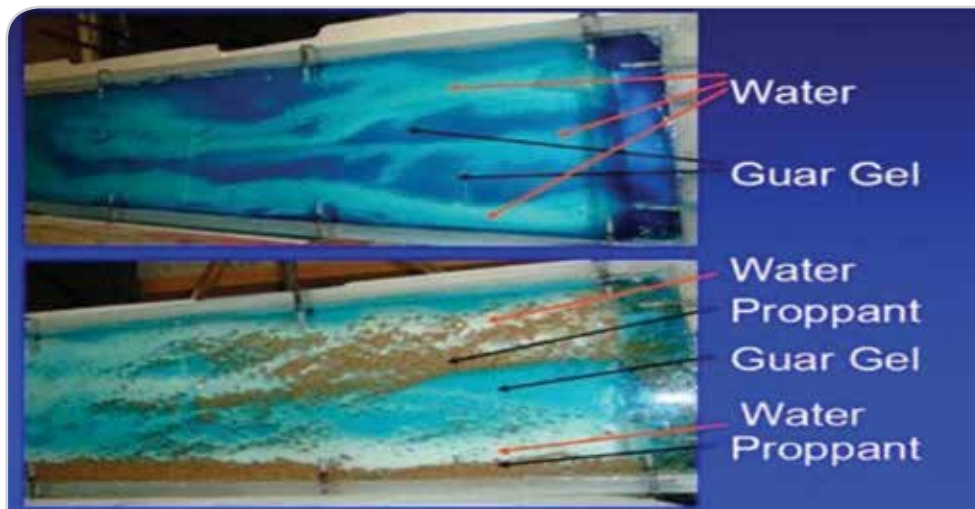


Figura 7. Simulación de transporte y asentamiento de arena en laboratorio.

En la **Tabla 1** se muestra una comparación de características importantes de los fracturamientos híbridos con respecto

a los convencionales realizados en pozos del Campo Presidente Alemán dentro del Paleocanal de Chicontepec.

Tabla 1. Características de fracturamientos híbridos vs convencionales.

	Convencionales	Híbridas
Pozos	Ejecutadas +de 40 pozos, con efectividad del 80% 6 pozos con retorno de apuntalante	Ejecutadas 14 pozos con efectividad del 93% Ningún pozo con retorno de apuntalante
Fluido	Gel polimérico Activado	Gel lineal y gel polimérica Activado
Malla	Apuntalante 20/40	Apuntalante 20/40 y 40/80
Lx de Fractura	140 metros promedio	250 metros promedio
Evaluación	<ul style="list-style-type: none"> • NP • Longitud Ajustada • Microsismica • Económica 	<ul style="list-style-type: none"> • NP • Longitud Ajustada • Mas económica por metro apuntalado

La **Tabla 2** ilustra algunos datos petrofísicos y de propagación geométrica por diseño de 11 fracturas

hídricas híbridas realizadas en varios yacimientos del Campo Presidente Alemán.

Tabla 2. Datos de 11 fracturamientos híbridos.

Pozo	Pozo-1423	Pozo-1445	Pozo-1728	Pozo-1704	Pozo-1619	Pozo-1704	Pozo-1637	Pozo-1637	Pozo-1636	Pozo-1421	Pozo-1794
Cuerpo.	FPR10	FPR10	FPR10	FPR10	FPR10	FPR20	FPR20	FPR50	FPR50	FPR10	FPR5
Porosidad (%)	9	9	8	8	8	11	7 y 11	7	8	9	8
K (mD)	0.77	0.11	0.2	0.04	0.12	0.16	0.01 y 1	0.03	0.09	0.17	0.12
W5 %	28	33	23	16	23	27	50 y 30	46	32	34	33
Total apuntalante.	2195	1300	1895	2000	2097	1596	3000	2175	2148	2192	3000
Hydroprop Skis.	1648	800	1100	1400	1597	1000	700	1092	1696	1650	1500
Hydroprop %	74.98	61.54	58.05	70.00	76.16	62.66	35.00	50.21	79.05	75	50
Carbolite skis	550	500	795	600	500	596	1300	1083	450	542	1500
Carbolite %	25.02	38.46	41.95	30.00	23.84	37.34	65.00	49.79	20.97	25	50
Conc. Areal lb/ft ² .	0.33	0.97	0.55	0.62	0.84	0.51	0.72	0.31	1.11	1.09	0.98
Long. Generada (m).	303	126	172	317	269	212.2	165.9	376	284	136	260
Long. Efectiva (m).	274	117	157	269	204	188.8	161.9	339	246	126	238

Comparación en referencia a fracturamientos convencionales

Las Figuras 8 y 9 ilustran un comparativo de resultados entre dos pozos del Campo Presidente Alemán que mostraron

un significativo aporte productivo, ambos evaluados en el mismo periodo. Uno de ellos, el PA-1524 tratado con fractura convencional y el PA-1423 con fractura híbrida.

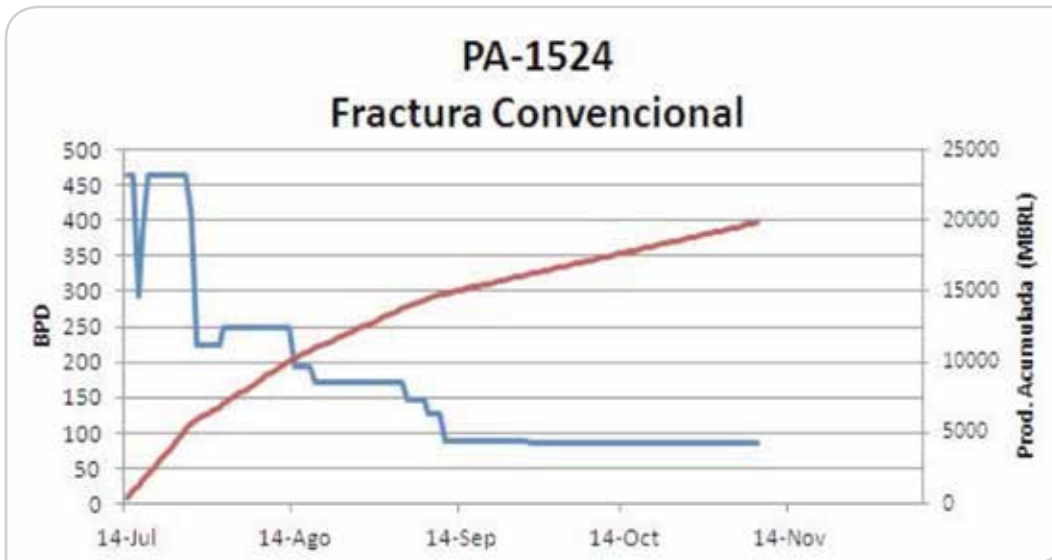


Figura 8. Comportamiento de producción PA-1524.

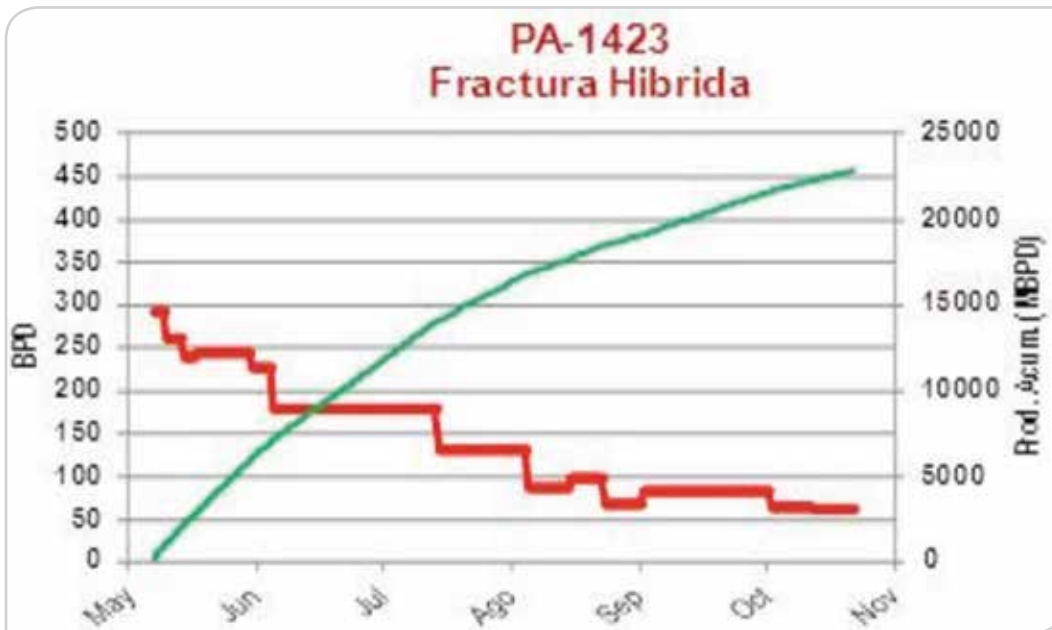


Figura 9. Comportamiento de producción PA-1423.

Debido al efecto de la longitud apuntalada mayor y de una conductividad generada con asentamientos correctos de arena, se observó que después de un periodo de cuatro

meses de producción, el yacimiento fracturado con la tecnología híbrida presentó un 6.25% más de producción acumulada en este pozo en particular, **Tabla 3**.

Tabla 3. Producción Inicial (Qi) y Np en un periodo analizado de cuatro meses.

Periodo analizado : 4 meses				
	QI (BPD)	Q 4 meses (BPD)	NP (MBPD)	Nota
PA-1524 (Convencional)	463	86	19200	La producción inicial estuvo afectada por cambio de estranguladores y presencia de gas
PA-1423 (Híbrida)	293	99	20401	Al momento ningún pozo fracturado con la tecnología híbrida ha presentado problemas de regresión de arena

La producción acumulada (Np) resultó un 30% mayor analizando la producción en la totalidad de los pozos tratados híbridamente vs pozos fracturados con tecnología de fracturamiento convencional, **Tabla 4**.

La misma **Tabla 4** presenta un análisis de amortización del costo de la reparación mayor de siete pozos fracturados, con una eficiencia del 71% para un periodo de observación de producción post-fractura entre 3 y 4.5 meses.

Tabla 4. Amortización de fracturamientos híbridos.

Pozos intervenidos	Meses de seguimiento	NP bbls	Dólares generados	costo aprox. de la RMA dólares	Ganancia en el periodo analizado
PA 1704A	4.5	3,880	310,400	605,262	-294,862
PA1637	4.5	11,345	907,600	700,000	207,600
PA1423	4.5	19,678	1,574,240	430,000	1,144,240
*PA1619	4	4,138	331,040	401,000	-69,960
PA1736	3.5	8,472	677,760	415,000	262,760
PA 1445	3	11,780.5	942,440	343,000	599,440
PA1728	3	5,517.4	441,392	396,000	45,392
Totales		64,810.9	5,184,872	3,290,262	1,894,610

En la **Figura 10** se muestra una comparación de producción inicial de los pozos con fracturas híbridas vs convencionales.

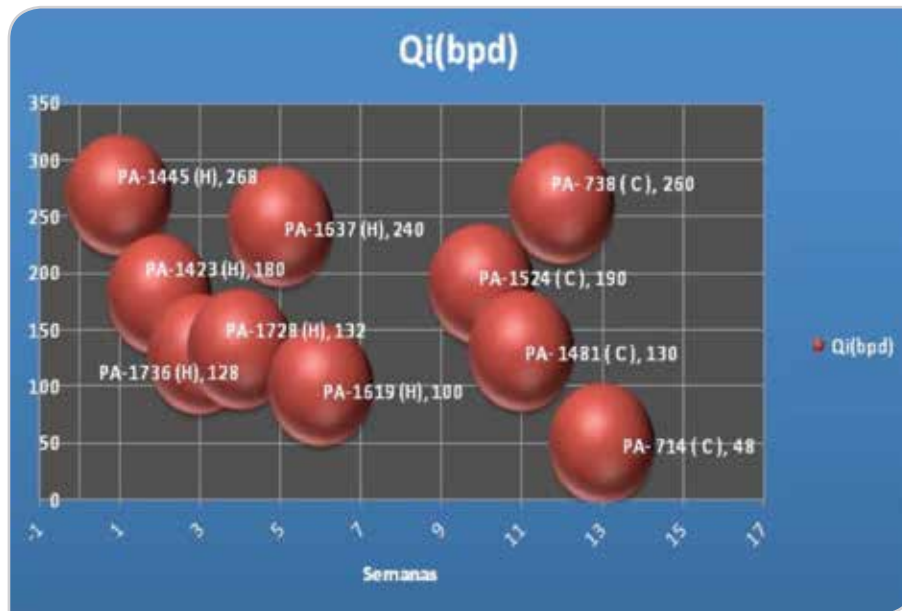


Figura 10.

Las **Figuras 11** y **12** presentan una comparación en cuanto a resultados en Lx y conductividad de fracturas obtenidas en Texas en la formación gasífera Bossier. Las **Figuras 11** y **12** indican la comparación entre las fracturas híbridas vs

fracturas water fracs de alto y bajo volumen, mostrando las ventajas resultantes de la aplicación de la tecnología híbrida, como mayores Lx y conductividades.

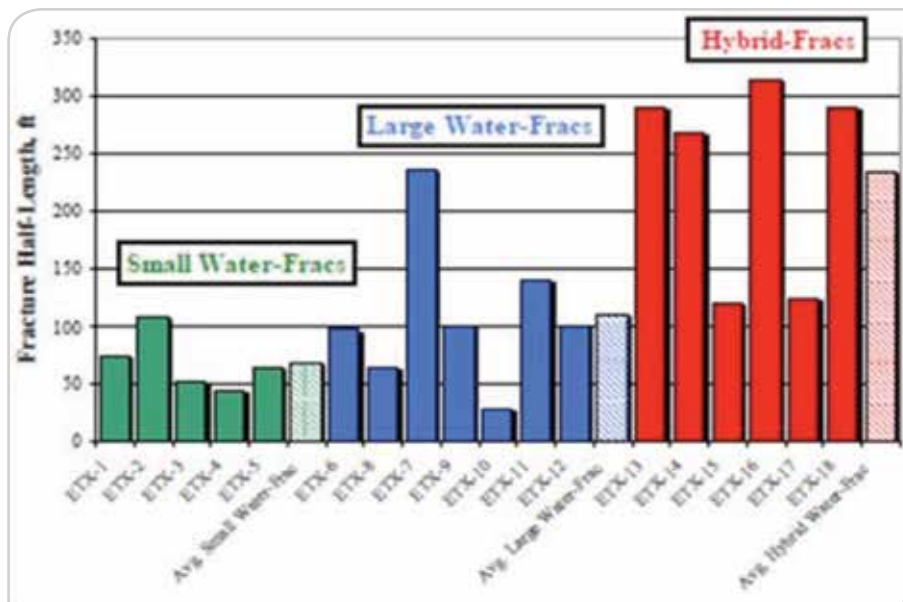


Figura 11.

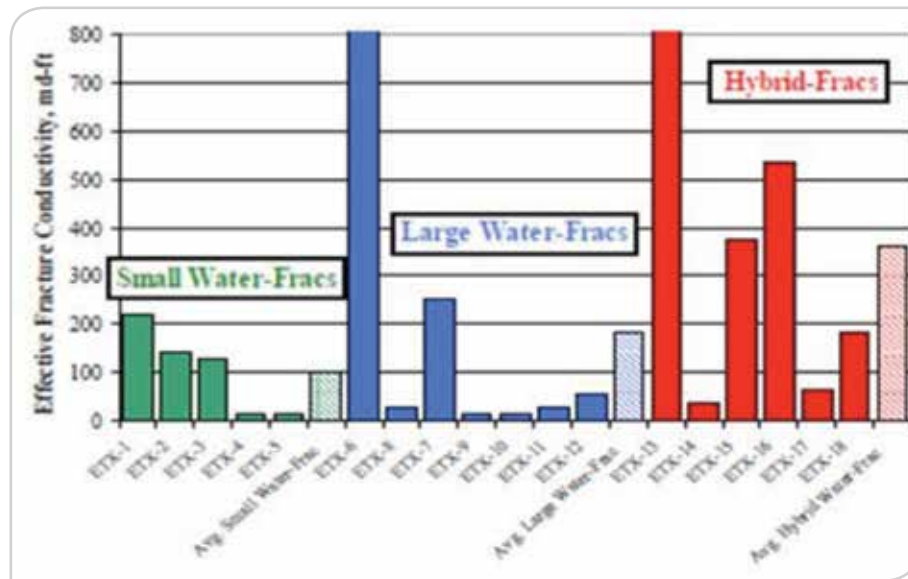


Figura 12.

En términos generales, con la aplicación de fracturas híbridas apuntaladas se ha alcanzado un incremento en la productividad de los pozos tratados, especialmente en yacimientos de areniscas compactas, situadas entre lutitas con notable diferencias en cuanto a magnitudes de esfuerzo de cierre.

La fractura híbrida ofrece más ventajas: control de pérdida de fluido y una formación óptima de capas de arena que genera una conductividad estable. La inducción de una mayor longitud apuntalada impacta directamente al comportamiento y longevidad productiva del pozo tratado.

La **Figura 13** indica la producción acumulada de los últimos 12 pozos fracturados (seis convencionales y seis híbridas) en el Campo Presidente Alemán del complejo sedimentario Chicontepec. Se observa en los resultados que las Np desde el primer mes hasta el quinto mes son mayores en las fracturas híbridas.

El Np en el primer mes en las fracturas híbridas reportó un 34.7% mayor en producción respecto a las convencionales, en el tercer mes se calculó en un 47.7% mayor y en el quinto mes se observó un 38% mayor.

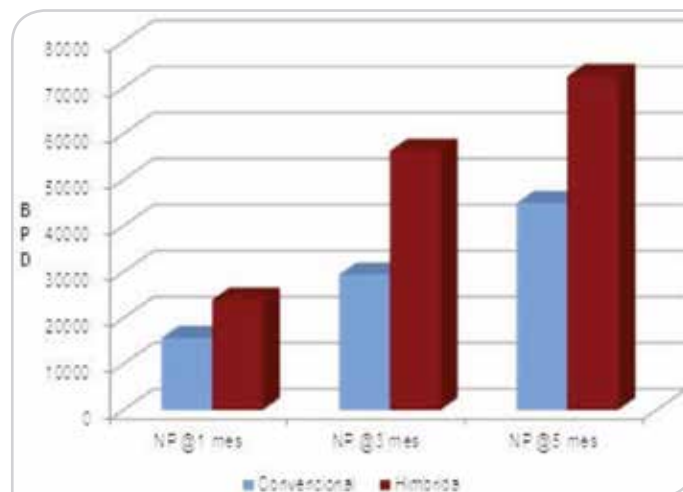


Figura 13.

El mismo incremento en NP brinda un alto porcentaje de probabilidad de un rápido retorno de la inversión, situando la amortización de un fracturamiento híbrido tipo aproximadamente entre dos y tres meses.

La tecnología es altamente recomendable para pozos con ciertas condiciones litológicas y petrofísicas, que al ser estudiados a fondo, resultan con la necesidad de inducir una alta Lx con una conductividad adecuada.

El fracturamiento híbrido es también aplicable a ciertos yacimientos con propiedades bien definidas. Se deben tener bien fundamentados los datos de saturación de hidrocarburos, presión de fondo, litología, petrofísicos y estar cierto que la mejor opción para inducir productividad es alcanzar la máxima longitud de fractura apuntalada.

Análisis económico

- Inversión en reparación mayor: 3,290,262 USD
- 64,810.9 bbls extraídos de las reparaciones mayores en 4.5 meses
- Margen de ganancia del 57% considerando a 80 USD por barril (1,894,610 USD)
- Margen de ganancia del 97 % considerando 100 dls por barril (3,190,828 USD)
- La **Tabla 5** ilustra la relación costo/beneficio de nueve pozos fracturados híbridamente

Tabla 5. Relación costo/beneficio en nueve pozos fracturados híbridamente.

POZO	ACTIVIDAD	FECHA OPERACIÓN	INVERSIÓN (USD)	VPN (USD)	TIR (%)	EFIC. INVER.	TIEMPO REPAGO (Meses)
PA-1445	Fractura	26/06/2011	401,100.00	2,523,044.36	61	6.2	2
PA-1423	Fractura	16/05/2011	482,033.26	2,492,457.11	98.7	5.09	1
PA-1796	Fractura	25/09/2011	429,707.36	2,179,696.88	145	5	1
PA-1633	Fractura	05/03/2011	553,748.37	1,708,235.62	45.7	3.04	2
PA-1736	Fractura	29/05/2011	475,945.03	1,169,879.68	52.4	2.42	2
PA-1637	Fractura	06/05/2011	765,719.97	866,104.96	24.9	1.11	3
PA-1728	Fractura	28/06/2011	452,861.02	432,379.43	17.5	0.94	4
PA-1619	Fractura	26/05/2011	475,945.03	382,594.69	10.8	0.79	7
PA-1704	Fractura	08/05/2012	759,520.40	118,153.28	3.3	0.15	11

Resultados de la aplicación de la tecnología de fracturamiento híbrida y lecciones aprendidas

En su aplicación en México y adicionando resultados obtenidos a nivel internacional, se han constatado los siguientes puntos:

1. La tecnología híbrida preferentemente debe ser aplicada en yacimientos de intercalación arena/lutita que presenten contraste en esfuerzo y que no estén cercanas a zonas de fallas geológicas.
2. Normalmente se recomiendan fracturamientos híbridos en dos etapas con dos tipos de arenas y dos geles fracturantes.
3. La microsísmica y las pruebas de presión transientes son altamente recomendadas para verificar las propagaciones yacimiento-dentro de Lx.
4. En el diseño de los fluidos fracturantes se debe buscar inyectar el menor volumen posible de polímeros y activadores.
5. En el diseño de la propagación geométrica de la fractura se debe considerar la dirección del esfuerzo mínimo del campo con pozos a ser fracturados híbridamente.

6. Las magnitudes geométricas de la operación deben ser calibradas a condiciones post-fractura, para afinar especialmente esfuerzos y otros parámetros geomecánicos de interés.

Conclusiones

Los yacimientos candidatos a fracturarse híbridamente son los que presentan una alta probabilidad de confinamiento en altura de fractura en base a las magnitudes de esfuerzos de la arena y lutitas y consecuentemente tener la oportunidad de una inducción de Lx mayor, inclusive al radio de drene.

Las arenas finas actúan como agentes mini-granulares para atacar la pérdida de fluido y mejorar la eficiencia del fracturamiento híbrido.

Mayor rentabilidad por metro lineal apuntalado.

Optimiza la generación de los depósitos de arenas en base al control de velocidades de asentamiento de las arenas diseñadas, originando una conductividad estable.

Minimiza los problemas de regresión de arena.

Se observa un alto porcentaje de incremento en la productividad acumulada respecto a yacimientos fracturados convencionalmente.

Se necesita elaborar un diseño enfocado a asegurar la inyectabilidad de las dos arenas consideradas con los diferentes fluidos fracturantes (lineal y activada), sin riesgos de arenamientos.

Se obtienen mejores resultados acompañando a la cédula de bombeo con un sistema de control de arena y diseñador los geles fracturantes con la cantidad mínima de polímeros.

Es importante diseñar el fracturamiento en dos etapas de inyección bien identificadas para los dos apuntalantes y verificar que en las cercanías del yacimiento no se encuentren anomalías o discontinuidades geológicas.

Nomenclatura

BPD	Barriles por día
bpm	Barriles por minuto
C	Convencional
E	Módulo de Young (psi)

gr/cc	Gramos por centímetro cúbico
H	Híbrida
Hx	Altura de fractura (m)
K	Permeabilidad original de formación (mD)
Kf	Permeabilidad de fractura (darcys)
Kf.Wf	Conductividad de fractura (md-pie)
Lx	Longitud de fractura (m)
M brl	Miles de barriles
m/s	Metros por segundo
mD	Millidarcy
Np	Producción acumulada de petróleo
psi	Libra por pulgada ²
Q	Gasto de inyección (bpm)
Qi	Producción inicial (bpd)
Re	Radio de drene (m)
TIR	Tasa de retorno de la inversión
μ	Coefficiente de Poisson (adimensional)
VPN	Valor Presente Neto
Wx	Ancho de fractura (pulgadas)

Agradecimiento

El autor expresa su agradecimiento a las autoridades de Petróleos Mexicanos, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), y de Weatherford de México, S de RL de CV, por su apoyo y autorización para la elaboración y presentación de este trabajo técnico.

Referencias

- Ballinas, J. 2003. Making Great Decisions in Development and Exploration Mexico Fields, Applying Bright Lights of the Latest and Multidisciplinary Well Completion Technology. Artículo SPE 81105, presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Puerto España, Trinidad y Tobago, abril 27-30. <http://dx.doi.org/10.2118/81105-MS>.
- Bell, M.R.G. y Cuthill, D.A. Next-Generation Perforating System Enhances the Testing and Treatment of Fracture Stimulated Wells in Canada. Artículo SPE 116226, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, septiembre 21-24. <http://dx.doi.org/10.2118/116226-MS>.
- Elbel, J.L. y Mack, M.G. 1993. Refracturing : Observations and Theories. Artículo SPE 25464, presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA. <http://dx.doi.org/10.2118/25464-MS>.

Gadde, P.B. y Sharma, M.M. 2005. The Impact of Proppant Retardation on Propped Fracture Lengths. Artículo SPE 97106, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 9-12. <http://dx.doi.org/10.2118/97106-MS>.

Mohaghegh, S., Balan, B., Ameri, S. y McVeyet, D.S. 1996. A Hybrid, Neuro-Genetic Approach to Hydraulic Fracture Treatment Design and Optimization. Artículo SPE 36602, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 6-9. <http://dx.doi.org/10.2118/36602-MS>.

Semblanza

Ing. Javier Ballinas Navarro

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, cuenta con 35 años de experiencia dentro de la Industria Petrolera. Inició su trayectoria profesional como Ingeniero investigador en el IMP en Evaluación de Formaciones; trabajó en Halliburton durante 21 años en todos los centros operativos de Pemex en México y en Texas, USA, alcanzando el nivel de Ingeniero de División en México.

Posteriormente colaboró en Corelab de México y como Gerente Técnico en la empresa Delta Asesoría y Recursos Energéticos, trabajando básicamente en tuberías capilares.

Laboró también en la compañía ACC Ingeniería y Servicios Especializados en Poza Rica por un periodo de dos años, como Gerente Técnico de un contrato marco de estimulaciones de limpia y matriciales para Poza Rica, Altamira, Ébano y Veracruz.

Desde diciembre del 2009 a la fecha colabora en Weatherford de México como Ingeniero de Distrito en el Departamento de tecnologías y operaciones de fracturas.

Es miembro de la SPE. Ha publicado y presentado 16 trabajos técnicos abordando temas de fracturas, estimulaciones, control de agua, control de arena, sísmica, sistemas de disparos y cementaciones en diversos Congresos de la SPE, AIPM y CIPM.

Asimismo ha impartido talleres de capacitación en varios centros operativos de Petróleos Mexicanos, la UNAM, el IPN y conferencias técnicas en otros foros y congresos de carácter técnicos en varios países de Centro y Sudamérica.