

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE PROGRADO



ANÁLISIS DE EFICIENCIA OPERATIVA EN LA ESTIMULACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

AUTOR: Zahara, Facundo (Leg. N°104267)

DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo (Tutor)

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

BUENOS AIRES

SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2020

Contenido

Resumen	3
1. Introducción	3
2. Desarrollo	4
2.1. Logística de fractura	4
2.1.1. Almacenaje y transferencia de agua	4
2.1.3. Provisión de arena	6
2.2. Frac Plan	7
2.3. Tapones de aislación solubles VS Tapones rotables	9
2.4. Plug and Perf VS Sliding Sleeve	10
2.5. Equipamientos y tecnologías actuales	11
2.5.1. Zipper Manifold y Monoline System	11
2.5.2. Velocity Perforating System	13
2.5.3. Conexión en boca de pozo mediante Quick Latch	13
2.5.4. Hot Refueling	14
3. Las 13 etapas de fracturas realizadas en 24 hs; análisis de eficiencia	15
3.1. Operación de Wire Line - Plug and Perf (P&P)	15
3.2. Operación de Estimulación	16
3.3. Diagrama de Gantt y camino crítico	17
3.4. Tiempos Operativos	18
Conclusiones	18
Bibliografía	19

Resumen

La estimulación de pozos No Convencionales es una de las etapas más importantes en la Terminación de un pozo, no solo por la relación producción vs superficie estimulada, sino también por los elevados costos operativos asociados.

En este trabajo se presenta un análisis de eficiencia de tiempos en la estimulación de pozos No Convencionales, teniendo en cuenta las actuales tecnologías y métodos.

Desde el comienzo del desarrollo, en el año 2012-2013, se realizaban 2 o 3 etapas de fracturas por día, con los recursos disponibles en esos años. El 21 de marzo del año 2020 se concretó el récord de 13 etapas de fracturas en 24 hs, de acuerdo a este logro, surge el siguiente interrogante; ¿Cuál es el límite técnico en la eficiencia de etapas de fractura? En el presente trabajo se detallarán maniobras operativas y análisis tiempos en las operaciones simultáneas de estimulación.

1. Introducción

El principal desarrollo de explotación de reservorios No Convencionales en Argentina, se encuentra ubicado en la provincia de Neuquén, en la formación tipo “shale” conocida como Vaca muerta.

Vaca Muerta es una formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica en la Cuenca Neuquina. Esta formación está constituida por sedimentarias denominadas margas bituminosas, debido a su alto contenido de materia orgánica, constituye la roca generadora de hidrocarburos líquidos y gaseosos más prolífica de la Cuenca Neuquina. En la siguiente figura 1, se observa la ubicación geográfica de la Cuenca Neuquina en Argentina.

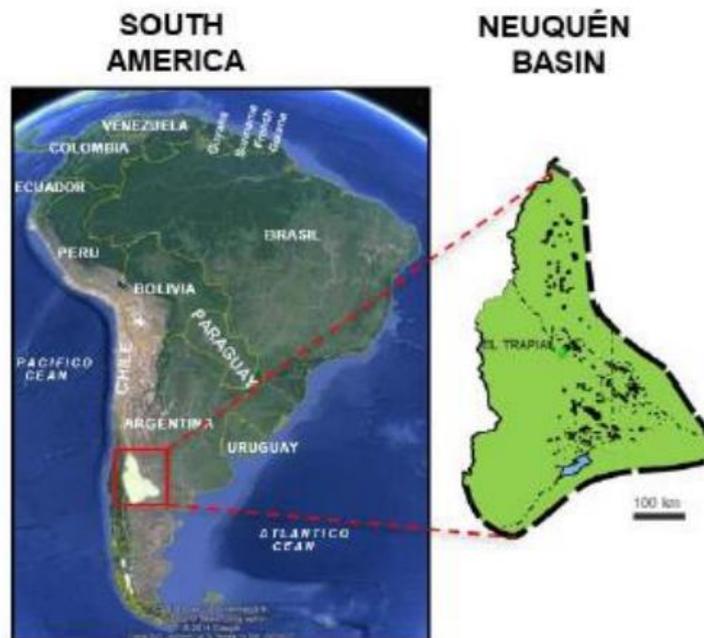


Figura 1. Ubicación de la Cuenca Neuquina.

La Formación Vaca Muerta es considerada uno de los mayores depósitos de tipo “shale” del mundo, con una superficie prospectable del orden de los 23,500 km² para petróleo y 14,300 km² para gas.

El desarrollo de este reservorio mediante la estimulación comenzó en el año 2012, sin embargo, hoy en día, las etapas de fractura hidráulica comenzaron a ser el indicador más relevante de la industria petrolera a la

hora de cuantificar el nivel de actividad de las operadoras en Vaca Muerta. La búsqueda de la eficiencia es la clave para las empresas que operan en la cuenca neuquina en un contexto económico incierto del país. Acorde a los proyectos de inversión comprometidos, las compañías operadoras buscan reducir costos, mejorando su performance en la operación de estimulación de sus pozos. Se trata siempre de tener un colchón de pozos ya perforados listos de manera de no parar con la estimulación de pozos.

La eficiencia en las fracturas es el factor predominante en la economía de los proyectos en Vaca Muerta, lo cual significa un cambio de paradigma en la industria petrolera doméstica.

2. Desarrollo

2.1. Logística de fractura

Una característica de la estimulación NOC, es la utilización de mayores cantidades de agua y agente apuntalante que las que involucra una fractura convencional. Es por ello que, en este caso, el sector logístico toma una gran relevancia en la actividad de Terminación de pozos.

2.1.1. Almacenaje y transferencia de agua

Debido a la gran envergadura de trabajo, dependiendo del diseño de fractura, se necesitan en promedio 1500 m³ de agua por etapa de fractura (15.000 m³/día, considerando realizar 10 etapas de fractura en 24 hs).

Desde los comienzos, las compañías operadoras realizaron un gran esfuerzo en disminuir los tiempos no productivos (NPT), logrando al día de la fecha reducirlos a cero, gracias al avance de los métodos de almacenaje y transferencia del recurso.

La siguiente tabla 1, compara ventajas y desventajas de distintas formas de almacenaje y transferencia de agua hasta el año en curso:

Tabla 1. Almacenaje y transferencia de agua para fractura

Logística de agua para fractura			
Recurso	Año de aplicación	Ventajas	Desventajas
Piletas rectangulares + Camiones (Fig. 2)	2013-2016	-Versatilidad para el traslado y posicionamiento de piletas. -Capacidad volumétrica 80m ³ por cada pileta.	-Cantidad mínima necesaria en locación: 50 unidades (4000m ³). -Excesivo espacio físico ocupado en locación. -Pérdida de tiempo en recarga mediante camiones cisterna y bombas centrifugas.
Tanques Australianos + Camiones (Fig. 3)	2017	-Gran capacidad volumétrica (3000 – 4000 m ³).	-Excesivo espacio físico ocupado en locación.
Tanques Australianos + Flexi Pipe + Piletas Rectangulares (Fig. 4)	2018 – 2020	-Posibilidad de montaje de tanque australiano en otra locación con mayor capacidad. -Transferencia de agua desde TK hacia locación mediante flexi pipe hasta aprox. 40km de distancia. -Solo es necesario 12 piletas rectangulares en locación, ya que el nivel se mantiene durante la fractura.	-En caso de rotura de flexi pipe se debe suspender la etapa de fractura en curso.

Las siguientes imágenes ilustran las tecnologías de almacenaje y transferencias descriptas;



Figura 2. Configuración en L de 50 piletas de fractura.



Figura 3. Acopio de agua en tanque australiano.



Figura 4. Montaje de flexi pipe

2.1.2. Analisis comparativo de eficiencias

Para realizar un análisis comparativo de eficiencias de acumulación y transporte de agua, tomaremos las siguientes condiciones como ejemplo;

- Locación Multipad: 4 pozos en línea.
- Volumen de agua en Frac plan de diseño: 1500 m³/etapa.
- Caudal de diseño: 90 barriles/min.
- Cantidad total de etapas por pozo: 30.
- Tiempo de transporte desde cargadero a locación: 2 hs.
- Tiempo de carga/descarga de agua por camión cisterna: 5 hs.
- Flota de camiones disponibles: 50 unidades.

A continuación, se indican en tabla 2, análisis comparativo;

Tabla 2. Análisis comparativo de eficiencias

Almacenaje + Transferencia	Detalle	Tiempo de reposición por etapa (HS)	Capacidad almacenaje (m3)	N° etapas posibles en 24 hs	NTP espera de agua
Piletas rectangulares + Camiones	-50 piletas en locación de 80 m3 c/u.-	5	4000	3	SI
Tanques Australianos + Camiones	-1 tanque de 4000 m3	5	4000	3	SI
Tanques Australianos + Flexi Pipe + Piletas Rectangulares	-3 tanques de 4000 m3 en locación cercana. -Flexi pipe con rebombeo a PAD.	0	Constante	13	NO

2.1.3. Provision de arena

Una de las mayores particularidades en este tipo de operaciones, aparte del caudal elevado, es la gran cantidad de agente sostén usado por etapa de fractura (aproximadamente 5000 sacos de arena por etapa).

Al igual que el agua, este recurso generaba un cuello de botella en la operación, produciendo NPT's (non productive time).

Tabla 3. Logística del agente sostén.

Logística del agente sostén			
Recurso	Año de aplicación	Ventajas	Desventajas
Big Bag (Fig. 5)	2013-2015		-Demoras en la recarga (es necesario personal e hidrogua para el manipuleo y recarga de areneros). -Espacio físico ocupado en locación. -Roturas y derrames durante el manipuleo. -Condiciones climáticas (humedad en caso de lluvia). -Contaminación de agente sostén con piedras (rotura de válvulas de fracturadores). -Riesgo por trabajo con carga suspendida. -Incongruencias en los pesos (diferencias en pesajes).
Tolvas (Fig. 6)	2015-2020		-Emisión de sílice en suspensión (riesgo de contraer silicosis). -Derrames de arena. -No es posible estoquear arena en locación en caso de rotura o cortes de caminos.
Sand Box (Fig.7)	2019-2020	-No hay emisión de polvo (riesgo cero de silicosis). -Cero NPT por espera de recarga. -No es necesario uso de areneros. - Gran stock en locación con poco uso de espacio físico ya que se apilan las cajas una sobre otra.	



Figura 5. Acopio de arena con Big Bags.



Figura 6. Carga de areneros con tolvas.



Figura 7. Zona de trabajo y acopio de sand Box.

2.2. Frac Plan

A lo largo de la curva de aprendizaje en el desarrollo de los No Convencionales, los frac plan fueron evolucionando, de acuerdo a los resultados y experiencias adquiridas, hasta el año en curso (2020).

Los cambios más significativos, se indican en la tabla 4:

Tabla 4. Evolución de frac plan.

Modificación/Mejoras	Ventajas	Justificación
Eliminación de HCL (Fig. 8)	<ul style="list-style-type: none"> -Ganancia de tiempo, aproximadamente 20-30 min por etapa, el cual llevaba inyectar HCL a formación. -Eliminación de riesgo químico al operar cisterna de HCL, manguerotes, bombeador, etc. -Ahorro de costos de HCL (2000 gal). -Menor logística para la cia de servicio. 	(Se comprobó que no era necesario realizarlo en todos los pozos, se lo aplica en pozos cuando se presentan elevadas presiones).
Eliminación del "PAD" (Fig. 8)	Conocido también como colchón, se inyectaba a formación un volumen de hasta 4000 gal a caudal de fractura, previo a la arena.	(Por experiencia y estudios se definió que no era necesario).
Reemplazo de fluidos convencional por HVFR "High Viscosity Friction Reducer" (Fig. 8)	<ul style="list-style-type: none"> -Menor utilización de agua y por consiguiente menor tiempo de bombeo. -Menor utilización de aditivos (eliminación de polímero gelificante, regulador de PH, regulador o activador de gel, retardador.). -La formulación del HVFR conlleva menos aditivos, y por otro lado, no es necesario la unidad de hidratación que se utiliza con el fluido de fractura tradicional para armar el gel lineal (-El fluido HVFR cumple con similares aspectos como viscosidad aparente y transporte de agente sostén.
Cambios de agentes apuntalantes (Fig. 8)	<ul style="list-style-type: none"> -Menos problemas logísticos. -Simplicidad en la operación. 	

A continuación, en figura 8 se ilustra frac plan tipo del año 2014- 2015, donde se observa, para este ejemplo, un tiempo total de bombeo de 146 minutos (2,45 hs), con un caudal de diseño de 70 bpm.

Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Type	Gel Conc. Lb/gal	Fluid Volume gal	Prop #	Prop Conc. ppa	Prop Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min	Prop Name
Break Down	3	2	Slickwater		500	6	0.00	0	12	4.00	--
Acid	5	1	15% HCL		2,000	6	0.00	0	46	9.60	--
SDRT	70	2	Slickwater		0	6	0.00	0	0	0.00	--
Shut in	0	7	--		0	6	0.00	0	0	0.00	--
Pad	70	2	Slickwater		40,000	6	0.00	0	952	13.60	--
0.30 PPA	70	2	Slickwater		40,000	1	0.30	12000	965	13.79	Arena natural 100
0.60 PPA	70	2	Slickwater		35,000	1	0.60	21000	856	12.23	Arena natural 100
1.00 PPA	70	2	Slickwater		35,000	1	1.00	35000	871	12.44	Arena natural 100
1.00 PPA	70	2	Slickwater		35,000	2	1.00	35000	871	12.44	Arena natural 40/70
1.50 PPA	70	3	Gel Lineal #20		35,000	2	1.50	52500	890	12.71	Arena natural 40/70
2.00 PPA	70	3	Gel Lineal #20		30,000	2	2.00	60000	779	11.13	Arena natural 40/70
2.00 PPA	70	3	Gel Lineal #20		14,000	4	2.00	28000	358	5.11	Cerámico 30/50
2.50 PPA	70	4	Gel Crosslink #20		14,000	4	2.50	35000	364	5.20	Cerámico 30/50
3.00 PPA	70	4	Gel Crosslink #20		14,000	4	3.00	42000	370	5.29	Cerámico 30/50
3.50 PPA	70	5	Gel Crosslink #25		18,000	4	3.50	63000	484	6.91	Cerámico 30/50
4.00 PPA	70	5	Gel Crosslink #25		18,000	4	4.00	72000	492	7.03	Cerámico 30/50
3.50 PPA	70	5	Gel Crosslink #25		14,000	5	3.50	49000	376	5.37	Cerámico 20/40
4.00 PPA	70	6	Gel Crosslink #30		14,000	5	4.00	56000	382	5.46	Cerámico 20/40
4.50 PPA	70	6	Gel Crosslink #30		9,000	5	4.50	40500	250	3.57	Cerámico 20/40
5.00 PPA	70	6	Gel Crosslink #30		6,000	5	5.00	30000	169	2.41	Cerámico 20/40
Flush	70	2	Slickwater		6,926	6	0.00	0	165	2.36	--
										146.65	

Figura 8. Frac Plan tipo año 2014- 2015. (Programa Operativo LLL-1020,2015)

En la siguiente figura 9, se muestra frac plan tipo usado actualmente, donde se observan los cambios anteriormente mencionados, con reducción en tiempo de bombeo desde 146 minutos a 117 minutos, a igual volumen de agua inyectado (1500 m3) y agente apuntalante (280 tn).

Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Type	Gel Conc. lb/gal	Fluid Volume gal	Prop #	Prop Conc. ppa	Prop Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min	Prop Name
80	2	Slickwater	0.75	0	6	0.00	0	0	0.00	--
0	12	--	--	0	6	0.00	0	0	0.00	--
80	2	Slickwater	0.75	13,000	6	0.00	0	310	3.88	--
80	2	Slickwater	0.75	35,000	1	0.25	8750	843	10.54	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	35,000	1	0.50	17500	852	10.65	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	35,000	1	0.75	26250	862	10.78	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	41,000	1	1.00	41000	1020	12.75	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	49,000	1	1.25	61250	1233	15.41	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	23,000	1	1.50	34500	585	7.31	Arena natural 100
80	2	Slickwater	0.75	23,000	1	1.75	40250	591	7.39	Arena natural 100
80	4	MVFR	2	24,000	1	2.00	48000	623	7.79	Arena natural 100
80	4	MVFR	2	15,000	1	2.50	37500	398	4.98	Arena natural 100
80	5	HVFR1	3	14,000	1	3.00	42000	379	4.74	Arena natural 100
80	5	HVFR1	3	14,000	1	3.50	49000	386	4.83	Arena natural 100
80	6	HVFR2	4	22,000	2	3.50	77000	607	7.59	Arena natural 30/70
80	6	HVFR2	4	15,000	4	3.50	52500	414	5.18	Cerámico LWD 30/50
80	6	HVFR2	4	420	6	0.00	0	10	0.13	--
80	12	--	--	0	6	0.00	0	0	0.00	--
80	12	--	--	0	6	0.00	0	0	0.00	--
80	12	--	--	0	6	0.00	0	0	0.00	--
80	12	--	--	0	6	0.00	0	0	0.00	--
80	2	Slickwater	0.75	13,542	6	0.00	0	322	4.03	--
									117.98	

Figura 9. Frac Plan tipo año 2020.

De igual manera, las cartas operativas se simplifican considerablemente, ya que se reducen las maniobras y aditivos en la operación (polímero gelificante, regulador de PH, regulador o activador de gel, retardador, etc). Se detallan a continuación en figura 10 y 11;

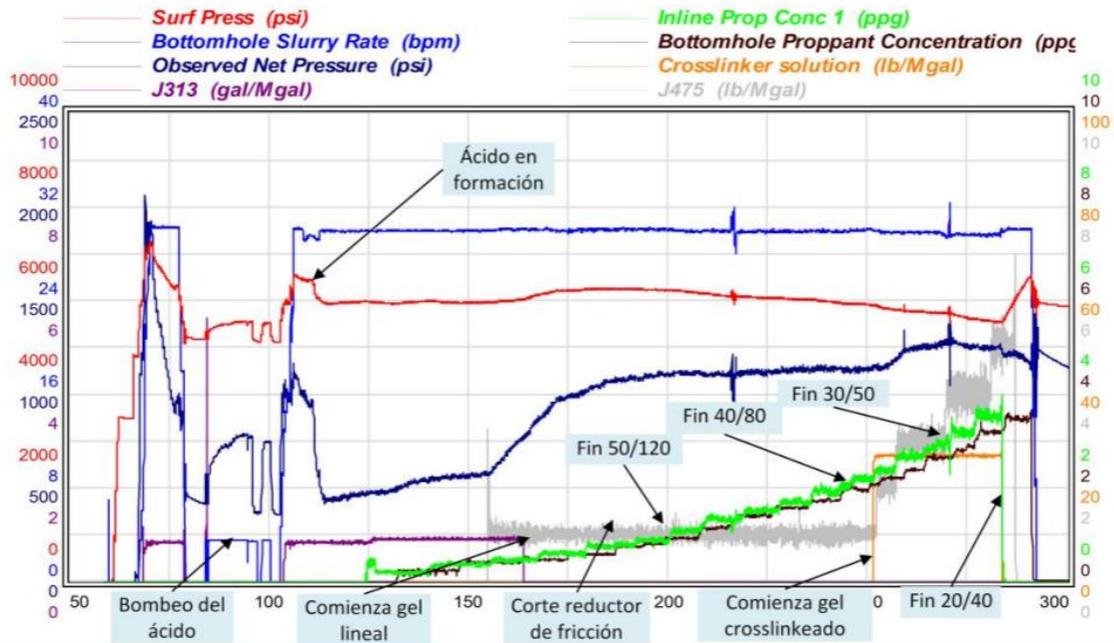


Figura 10. Carta operativa año 2014- 2015. (Emmanuel d' Huteau, 2016)

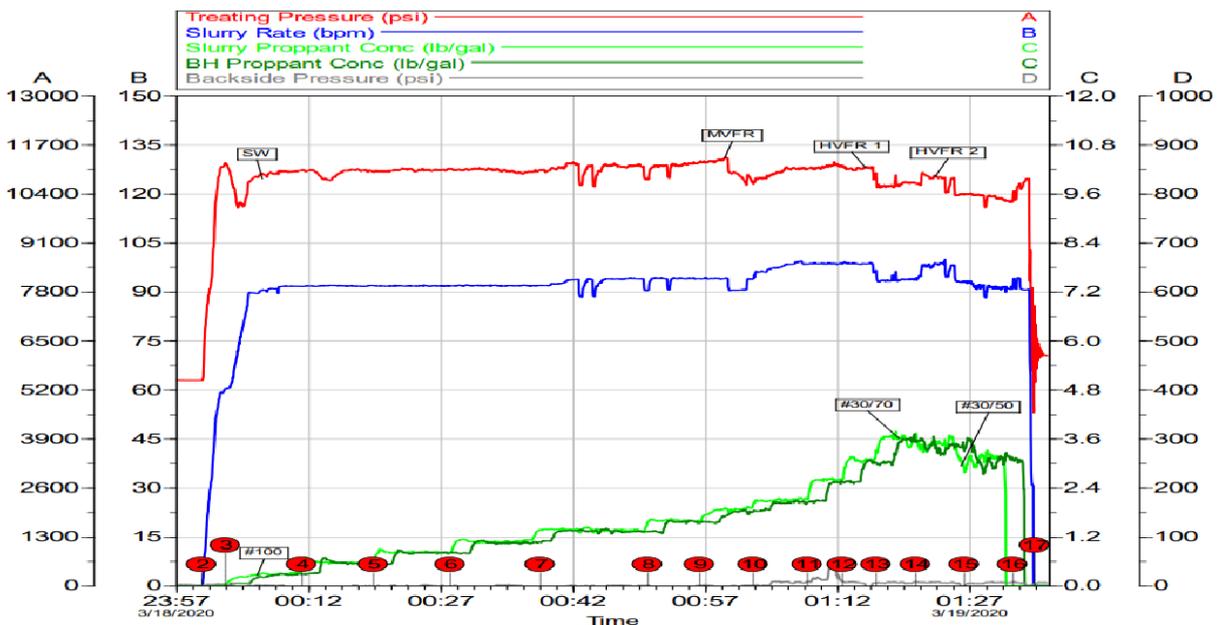


Figura 11. Carta operativa año 2020.

2.3. Tapones de aislamiento solubles VS Tapones rotables

Para maximizar la eficiencia y reducir los costos, los pozos se construyen con secciones horizontales cada vez más extensas, en donde se aumenta el número de etapas de fractura con la intención de incrementar el volumen de reservorio contactado. Con secciones laterales extendidas se ha colocado la operación de molienda de tapones en una posición crítica.

Uno de los principales desafíos es vencer las fuerzas de fricción para llegar a la profundidad total del pozo, incluso con capacidad de asentar peso para moler los tapones. No obstante, la cantidad de recortes generados al moler los tapones puede impedir que la tubería flexible se recupere libremente. En la Argentina área loma campana, además, existe una gran cantidad de pozos con tendencia a promover colapsos en los

casings de producción por el efecto del fracturamiento, al inyectar fluidos y materiales en altos caudales y alta presión.

Para reducir todos los riesgos mencionados e incrementar el éxito económico del proyecto, una alternativa son los tapones solubles.

Tabla 5. Tapones solubles vs compuestos. Mohamed Salah and Mohamed Gabry, Khalda petroleum; Mohamed El-Sebaee, Schlumberger. (2018).

Tapones de aislación	Ventajas	Desventajas
Tapones compuestos	- Mayor tiempo de hermeticidad (entre 48-72 hs, según fabricante).	-Aprisionamientos con Coiled Tubing debido a recortes durante molienda. -Difícil rotado en pozos de rama horizontal extendida (mayor a 2500 mts de longitud horizontal).
Tapones solubles	- Fácil calibración y limpieza de pozo con CTU. - En caso de aprisionamiento con BHA de wire line, es posible liberar herramienta fijando el tapón. -Posibilidad de realizar pump down con bolita de aislación insertada.	- Menor tiempo de hermeticidad (según fabricantes, luego de 12 hs no aseguran hermeticidad).

2.4. Plug and Perf VS Sliding Sleeve

La tecnología de Plug and Perf (P&P) es realizada mediante equipamiento de Wire Line, el cual profundiza el Sting con tapón y cañones donde la etapa de fractura ya finalizada es aislada mediante el Seteo del tapón (puede ser soluble o compuesto), posteriormente se realizan los punzados (clústeres) de la siguiente etapa a realizarse. El tapón soluble tipo Flow thru es armado con la bola soluble ya insertada, el cual aísla la etapa inmediatamente después de fijarlo en la profundidad objetivo.



Figura 12. Plug & Perf guns and setting tool. (Halliburton, 2020).

En las terminaciones mediante la tecnología de camisas, el sistema es instalado como una parte integral de la sarta de terminación inferior. Una vez instalado, el sistema se cementa en el lugar como una sarta de revestimiento normal y se bombea un dardo limpiador desde la superficie, para asegurarse que el diámetro interior del tubo y los asientos de las esferas se limpien libre de cemento. Para cada etapa se bombea una esfera desde la superficie, para abrir todas las camisas en la etapa dada. La cantidad de puertos de apertura que se abren con activación de bolas solubles pueden configurarse según el cliente.

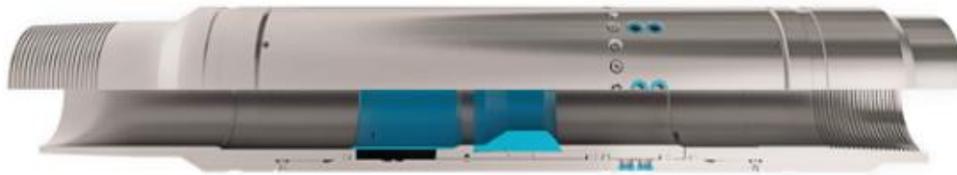


Figura 13. Camisa deslizable. (Programa operativo Lri-18, 2019).

A continuación, en tabla 6, se detallan ventajas y desventajas de estas dos tecnologías:

Tabla 6. Plug and Perf vs Sliding Sleeve. M. Welch and R. Allen, Baker; Hughes Inc. (2016).

Well Completion	Multistage Frac Technique	Tecnica de implementacion	Ventajas	Desventajas
Cemented	Plug & Perf	Wire line	<ul style="list-style-type: none"> Se puede colocar un ilimitado número de etapas de fractura. -Flexibilidad para realizar cambio de clúster durante la operación. 	<ul style="list-style-type: none"> -Longitud de wire line o coiled tubing en pozos horizontales de rama extendida. -Tiempo y costo de operación de wire line, rig up/down. -Costos Post Frac en molienda de tapones (Coiled Tubing). -Aprisionamientos de BHA por colapso de casings. -Volumen extra en desplazamiento de fractura para limpiar pozo.
Cemented/Open Hole	Sliding Sleeve	Bola soluble	<ul style="list-style-type: none"> -Bombeo continuo. -Bola soluble. -No necesita intervención de wl y coiled tubing. -Flow back inmediato. -Menor gap operativo entre cada etapa. 	<ul style="list-style-type: none"> -Caudal reducido (30-50 bbl/min según fabricante). -Probabilidad de no poder realizar apertura de camisa. -Restricción en diámetro del pozo por asientos de bolas. -Dificultad para adicionar etapas de fractura. -Imposibilidad de monitorear etapas (micro sísmica).

2.5. Equipamientos y tecnologías actuales

2.5.1. Zipper Manifold y Monoline System

Desde el inicio del desarrollo hasta el año 2018 aproximadamente, el montaje del equipamiento de fractura hasta la boca de pozo (frac head), se realizaba con conexiones 3" 15kpsi roscadas.

El equipamiento zipper manifold permite vincular y al mismo tiempo aislar cada uno del frac stacks de los pozos mediante válvulas 5.1/8" 15 kpsi y risers de 5.1/8" 15kpsi, todo mediante conexiones bridadas.

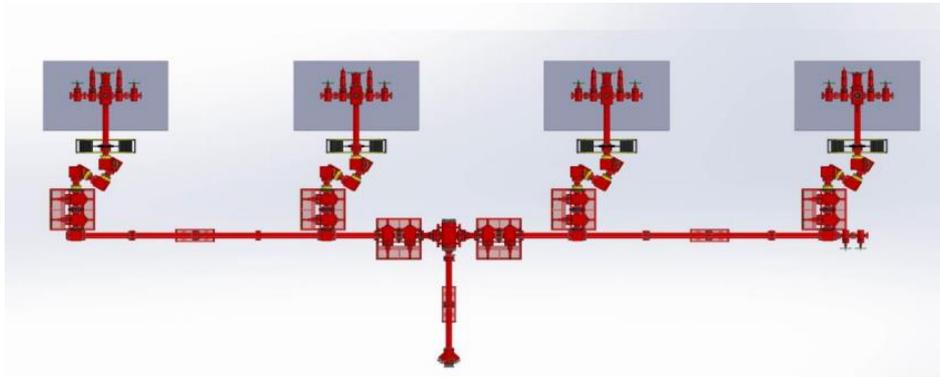


Figura 13. Zipper manifold vinculado a 4 pozos en línea. (Programa operativo Lach-99,2020).

El equipamiento Mono Line System mostrado en la figura 14, consiste en una sola línea de entrada de flujo de fractura, diseñada en 5.1/8" 15kpsi, el cual puede ser rígida o flexible según el fabricante.



Figura 14. Monoline system. (Schlumberger Frac Equipment, 2020).

En la figura 15, se muestra el montaje de set de fractura convencional (sin Zipper Manifold y sin Monoline System) mediante líneas 3" 15kpsi con conexiones roscadas.



Figura 15. Montaje de set de fractura sin Zipper Manifold y Monoline System.

Tabla 7. Ventajas y desventajas Zipper Manifold y Monoline System.

Montaje	Ventajas	Desventajas
Convencional	-----	-Desprendimiento de líneas (conexiones roscadas). -Mayor cantidad de líneas para el montaje. -Mayor tiempo de montaje.
Zipper manifold + Monoline system	-Conexiones bridadas, sin riesgo de desprendimientos. -Menor tiempo de montaje (el montaje se realiza previo al arribo del set de fractura en la etapa de pre frac).	-Dificultad de reemplazo de válvulas de frac stack.

2.5.2. Velocity Perforating System

El Sistema de disparos Velocity en las operaciones de wire line, utiliza un diseño modular único, el cual permite el montaje de la herramienta mucho más rápido, seguro y eficiente que los cañones tradicionales. El sistema no requiere cableado en campo de cañones y detonadores, lo cual reduce el potencial de error aumentando la fiabilidad y seguridad.

2.5.3. Conexión en boca de pozo mediante Quick Latch

El sistema de conexión rápido Quick Latch, se encuentra entre el equipo de control de pozo (BOP) y la boca de pozo, reemplazando la conexión roscada tradicional mediante rosca Bowen. Esta conexión hidráulica operada a distancia, elimina la necesidad de personal para desconectar lubricadores de boca de pozo, evitando trabajos en altura en el área roja de alta presión. De este modo es posible realizar operaciones simultáneas de Plug and Perf y estimulación entre pozos cercanos, sin tiempos perdidos. En las siguientes figuras 16 y 17, se muestra el sistema Quick Latch.



Figura 16. Equipo de presión de unidad de wire line con Quick Latch. (Halliburton tools,2020).

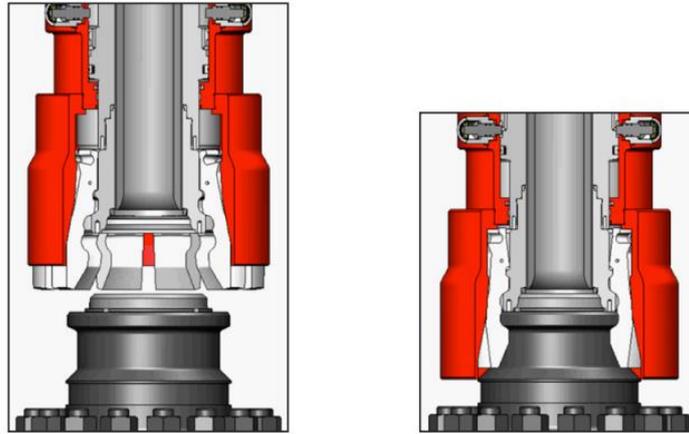


Figura 17. Conexión Quick Latch abierta (izquierda) y conexión cerrada (derecha).(Halliburton tools, 2020).

2.5.4. Hot Refueling

El sistema de recarga Hot Refueling, permite abastecer de combustible en los equipos durante la operación de estimulación, de esta forma, al finalizar la etapa de fractura, los fracturadores cuentan con los tanques al 100% recargados.

Ventajas del sistema:

- No se producen derrames.
- No es necesario operador en el área roja de alta presión.
- No existe NPT en espera de recarga de combustible.
- Sistema automático, mediante sensores.

En las siguientes figuras 18 y 19, se observa el sensor de nivel en tanque de combustible de fracturador y la delimitación de la zona roja, respectivamente.

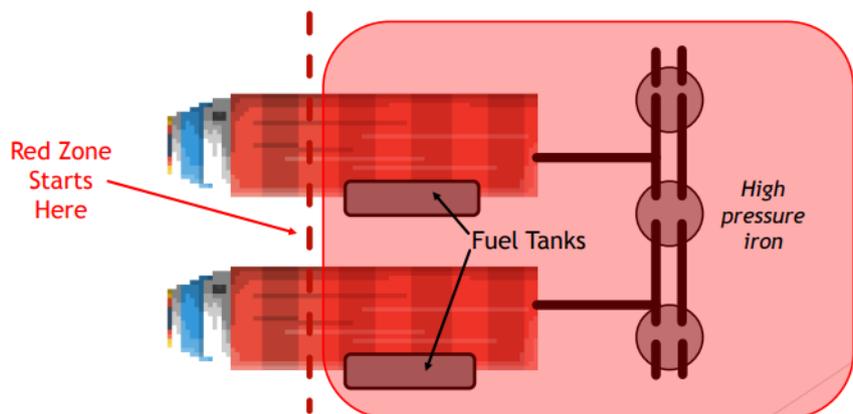


Figura 18 y 19. Sistema hot refueling (izquierda), zona roja de alta presión (derecha).

3. Las 13 etapas de fracturas realizadas en 24 hs; análisis de eficiencia

En esta sección se analizarán los tiempos y maniobras necesarias para realizar 13 etapas de fractura en una locación multipad tipo, en base a las siguientes consideraciones:

Tabla 8. Características para el caso.

Consideraciones	Detalle
Multipad	4 pozos en línea, distanciados 6 mts cada uno.
Pozos A, B, C y D.	MD: 5500 mts. TVD: 3000 mts. CSG aislación: 5" 21.4 lb/ft, P110.
Equipamientos de superficie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Frac stacks 5.1/8" 15k. ▪ Zipper Manifold bridado 5.1/8" 15k. ▪ Monoline system 5.1/8" 15k. ▪ 23 bombeadores 15k. ▪ Conexión de boca de pozo Quick Latch ▪ Sistema de recarga de combustible: Hot refueling. ▪ Unidad Blender. ▪ Unidad de hidratación. ▪ Frac Head con 6 bocas de entrada, líneas 3" weco 1502. ▪ Agente sostén asistido mediante Sand Box. ▪ 16 piletas de agua en locación 80m3 c/u, abastecidas por Flexi pipe desde tanque australiano en locación cercana. ▪ Unidad de wire line con Velocity Perforating System y conexión de boca de pozo Quick Latch
Frac Plan	<ul style="list-style-type: none"> • Caudal de diseño: 90 bbls/min. • Sacos de arena: 5000 sx. • Volumen de fluido por etapa: 1500 m3.
Personal	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cia servicio estimulación: 12 por turno 12hs. ▪ Cia servicio frac stacks: 3 por turno 12hs. ▪ Cia servicio san box: 4 por turno 12hs. ▪ Cia servicio wáter transfer: 4 por turno 12hs. ▪ Cia Operadora: Company Man, 1 por turno 12hs. ▪ Cia Operadora: Supervisor agua y agente sostén, 1 por turno 12hs.

Para cumplimentar la mayor cantidad de etapas de fracturas en 24 hs, lo principal es iniciar el día a las 00:01 hs con dos Plug and Perf realizados en el día anterior en pozos A y B como ejemplo, de esta manera si tiene un gap operativo de wire line mayor, en caso de surgir algún retraso.

3.1. Operación de Wire Line - Plug and Perf (P&P)

Los tiempos detallados son basados en P&P de las últimas etapas de fractura, en las cuales, las maniobras de RIH (run in hole) y POOH (pull out of hole) se acortan considerablemente debido a menores distancias de pump down. Suponiendo P&P en 3700 mts para los pozos A, B, C y D:

Tabla 9. Operación wire line en subsuelo.

Operación en subsuelo	Velocidad promedio (m/min)	Tiempo (min)
Velocidad RIH sección vertical	140	26
Velocidad pump down	120	30
Velocidad POOH sección horizontal	150	25
Velocidad POOH sección vertical	200	19
Seteo de tapón	0	10
Tiempo total (hs)		1,8 hs (110)

Los tiempos de maniobras operativas en superficies, serán los mismos para las primeras y últimas etapas;

Tabla 10. Operación wire line en superficie.

Operación en Superficie	Detalle de maniobras	Tiempo (min)
Arma BHA/HTA.	▪ Arma taponera y tapón	0
	▪ Arma cañones, realiza conexionado eléctrico.	5
Montaje y prueba de boca de pozo	▪ Con grúa, monta lubricadores en boca de pozo.	5
	▪ Realiza prueba hidráulica de lubricadores con 8000 psi por 5 min.	5
	▪ Descomprime hasta ecualizar con presión de pozo, abre pozo.	3
Desmontaje de boca de pozo	▪ Recupera herramienta a superficie. Cierra pozo. Descomprime boca de pozo.	3
	▪ Con grúa, desvincula lubricadores de boca de pozo.	5
	▪ Chequea detonación de cañones y fijado de tapón.	5
Tiempo total		26

Sumando tiempos operativos de superficie y subsuelo tenemos el tiempo total de una operación P&P:

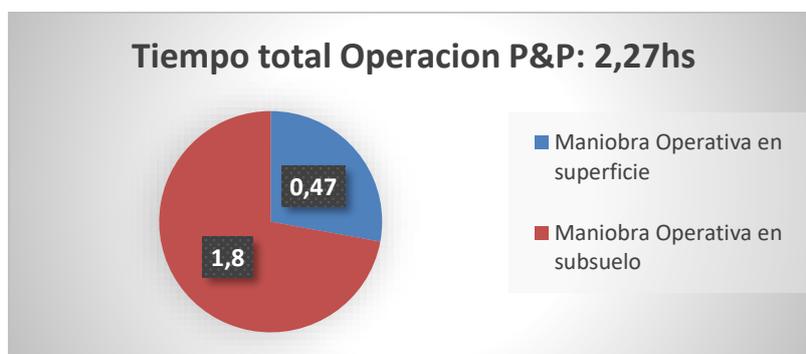


Figura 20. Tiempo total operación P&P.

3.2. Operación de Estimulación

Para la operación de fractura, dividiremos las tareas en dos partes;

1. Pre-etapa: corresponde a las maniobras de preparación antes de iniciar el bombeo
2. Post-etapa: correspondiente a las operaciones posteriores al finalizar el tratamiento.

Tabla 11. Tiempos operativos estimulación.

Pre – etapa, Actividades	Tiempo (min)
Encendido de equipos	N/A
Circular bombeadores	5
Realiza prueba hidráulica de líneas con 15000 psi	5
Ecualizar con presión de pozo. Apertura de pozo.	5
Etapa de fractura	
Bombeo de etapa a caudal de diseño (90bbls/min)	105 (1,7 hs)
Post – etapa, Actividades	
Cierre de pozo, desfogue de presión.	3
Reemplazo de bombeadores por etapa (2)	15
Recarga de combustible	0
Engrase de válvulas de frac stacks y zipper manifold	15
Tiempo total (hs)	2,22

3.3. Diagrama de Gantt y camino crítico

En el siguiente gráfico de la figura 21, se detallan en orden secuencial, las maniobras involucradas en la Estimulación mediante la técnica de Plug and Perf para 1 ciclo (estimulación – P&P).

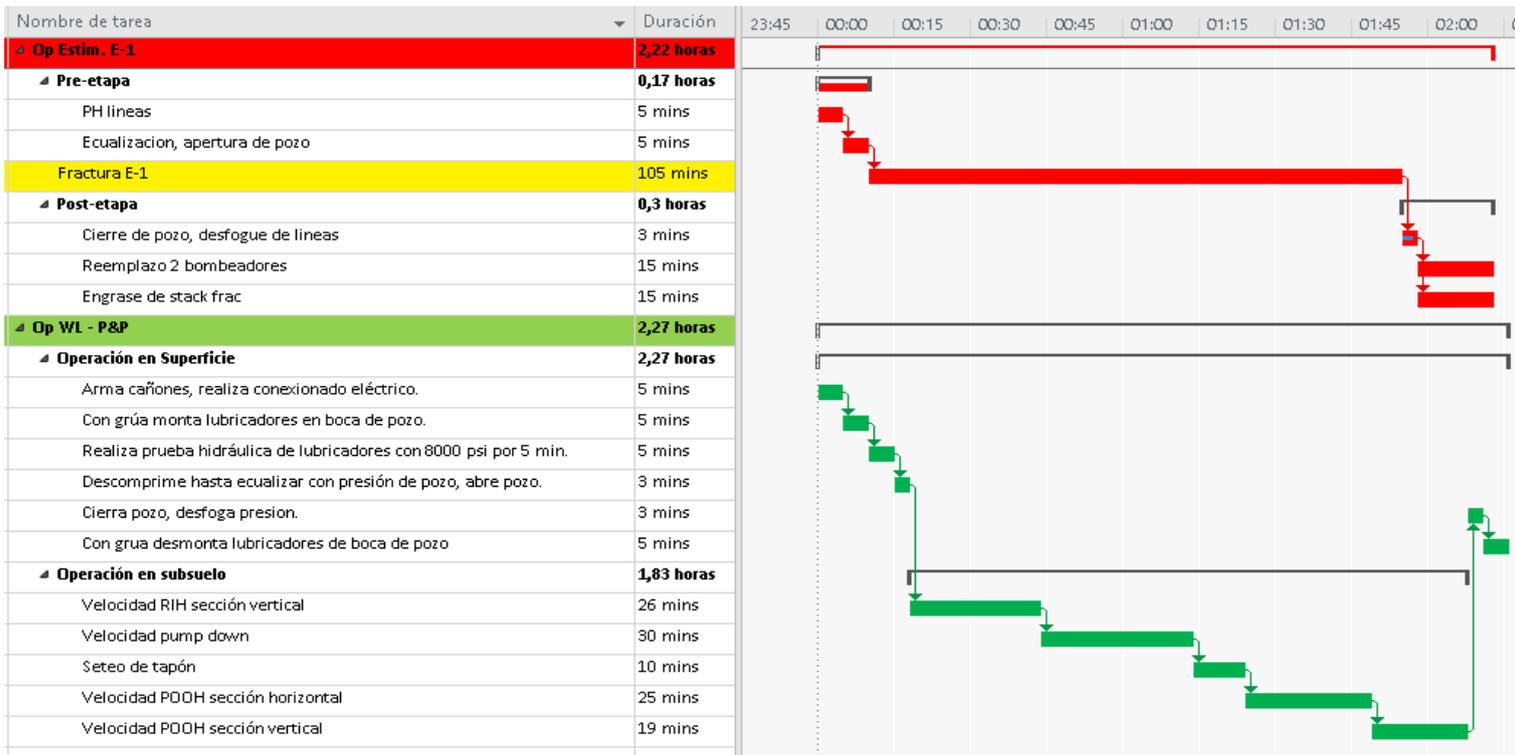


Figura 21. Diagrama Gantt maniobras de estimulación para 1 ciclo (Estimulación - P&P).

Observaciones:

- **Mantenimiento de bombeadores:** Se realiza fuera del set al terminar la etapa, donde se retiran para su reparación, reemplazándose por otro ya listo. El tiempo de reparación no forma parte del camino crítico, pero si el desmontaje/montaje de los mismos. Este mantenimiento puede posponerse, es decir no es necesario realizarlo todas las etapas, dependerá de las condiciones de los bombeadores.
- **Recarga de combustible:** No tiene incidencia en el tiempo, ya que, al finalizar cada etapa, el sistema permite mantener los niveles de combustible llenos.
- **Engrase de frac stack y zipper manifold:** Puede realizarse cada 2 etapas de fractura, con lo cual se reduciría el tiempo en 15 min por etapa. Dependerá de la condición de las válvulas y del procedimiento de su fabricante.

A partir de los 3700 metros aproximadamente, los tiempos de Plug and Perf (2,27 hs) tienden a igualarse con los tiempos de estimulación (2,22hs), en ese momento, es posible realizar el máximo número de etapas en 24 hs, ya que el camino crítico sólo dependerá del equipo de estimulación. En diagrama de Gantt de la figura 21, refleja una operación simultánea de Plug and Perf y Estimulación, para las etapas finales de un pozo, estimando punzados en 3700 metros.

3.4. Tiempos Operativos

De acuerdo a la anterior tabla 10, podemos observar, que los tiempos operativos Pre – Etapa y Post Etapa dependen de la coordinación y pro actividad del equipo de trabajo. El tiempo de bombeo del tratamiento es la única variable la cual podría reducir tiempos considerables, es decir, si se incrementan los caudales de bombeo de tratamiento.

Tabla 11. Tiempos de bombeo a distintos caudales.

Caudal promedio (bpm)	Volumen etapa (m3)	Tiempo de Bombeo (min)
90	1500	105 (1,7 hs)
95	1500	99 (1,6 hs)
100	1500	94 (1,5 hs)

Tomando constantes los tiempos Pre – Etapa (15 min) y Post – Etapa (18 min), entonces, podemos estimar el número de etapas posibles a realizarse en 24 horas de trabajo;

Tabla 12. Numero de etapas posibles en 24 horas.

Caudal promedio (bpm)	Tiempo Total Estimulación (hs)	Nº Etapas posibles en 24 hs
90	2,3	10,4
95	2,2	10,9
100	2,1	11,4

Teniendo en cuenta que el reemplazado de bombeadores, engrase de stack frac y manifold puede realizarse cada 2 etapas, de esa forma, es la única manera posible de concretar 13 etapas en 24 hs.

Conclusiones

- El límite técnico del número de etapas en 24 horas es de 13 etapas, es posible realizarse en las etapas finales del PAD (3700 messure Depth), donde la operación de Plug and Perf no forma parte del camino crítico. Además, es posible solo postergando engrases de válvulas y mantenimiento de bombeadores.
- Las variables críticas para lograr la mayor eficiencia en un PAD son:
 - Máximo caudal de bombeo: A medida que las presiones lo permitan, se puede reducir considerablemente el tiempo de bombeo por etapa. Por ejemplo, etapa a 90 bbls/min llevan un tiempo de 1 h 44 min por etapa. Mientras que a 100 bbls/min se acortan 11 minutos por cada etapa.
 - Pruebas de líneas, eculización con presión de pozo, apertura de pozo, cierre de pozo, desfogue de líneas, reemplazo de bombeadores, engrase de stack frac, forman parte del camino crítico. Es muy importante la coordinación y disciplina operativa del personal y supervisión, para no retrasar el rendimiento evitando incidentes o accidentes.
- El abastecimiento de agua y arena, necesario para la estimulación, no forma parte del camino crítico, ya que, al finalizar cada etapa, se cuenta con los dos recursos al 100% para la siguiente etapa.
- Los tiempos operativos en subsuelo de wire line con P&P, se reducen a medida que se estimulan las últimas etapas (menor messure Depth de pozo). Por consiguiente, al finalizar el PAD, estos tiempos no forman parte del camino crítico.
- La recarga de combustible, no forma parte del camino crítico, ya que la recarga se realiza durante el bombeo del tratamiento.

Bibliografía

- Mohamed Salah and Mohamed Gabry, Khalda petroleum; Mohamed El-Sebaee, Schlumberger. “Evaluation of Multistage Fracturing Stimulation Horizontal Well Completion Methods in Western Desert, Egypt”. (2017) SPE-183785-MS
- M. Welch and R. Allen, Baker; Hughes Inc. “Case History: Hybrid Completion Method Employed for Longest Horizontal Unconventional Well in Vaca Muerta Argentina”. (2016) SPE-180976-MS
- Zheng Tong, Petrochina; Bing Ma, Petrochina; Ran Wei and Chenglong Liao; Petrochina. “The Hybrid Completion and Stimulation Technology Combining Sleeves with Bridge Plugs”: A Case History in Ordos Basin, China. (2018) SPE-191945-MS.
- Hoss Belyadi, Ebrahim Fathi and Fatemeh Beyadi. “Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis”. Second Edition.
- Emmanuel d’ Huteau, YPF S.A. Curso de Estimulación No Convencional. (2016).
- www.halliburton.com ExpressKinect™ Quick Latch Improved Safety and Surface Efficiency on Well Completions.
- www.halliburton.com Integrated Completions Delivering Better Wells, Easier and Faster.
- www.fracshack.com The shift to Automated Re-Fueling: Protecting our People and the Environment.