



ESPECIALIZACIÓN EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES (SHALE & TIGHT)

Trabajo Final Integrador

IMPLEMENTACIÓN TÉCNICA DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS TIGHT GAS. APLICACIÓN EN CUENCA AUSTRAL

Tutor:

Gustavo Acosta

gacosta@itba.edu.ar

Autor:

Javier Bonato Legajo N° 104489

Contenido

1. Resumen.....	3
2. Introducción	4
3. Desarrollo	5
3.1. Ubicación de los yacimientos tight gas en desarrollo en Cuenca Austral	5
3.1.1. Yacimiento Campo Indio	6
3.1.2. Yacimiento El Puma.....	7
3.2. Comparativa de producción acumulada pozo horizontal vs PAD de 3 pozos monobore slimhole desviados	8
3.3. Pozos Horizontales	10
3.3.1. Diseño de la completación	10
3.3.2. Historial de construcción de pozos horizontales	12
3.3.3. Limpieza e inducción de pozo	13
3.3.4. Diseño de la rama horizontal	14
3.3.5. Teoría de la técnica de entrada limitada.....	15
3.3.6. Camisas dobles con entrada limitada	17
3.3.7. Comparación de tiempos de ejecución diseño camisas simples vs camisas de entrada limitada (dobles).....	18
4. Conclusiones.....	21
5. Referencias.....	22

1. Resumen

El presente trabajo mostrará el diseño mecánico de Pozos Horizontales para el desarrollo de Yacimientos de Tight Gas, en áreas del Operador CGC S.A., en la Cuenca Austral.

Se realizará un comparativo de producción acumulada en los primeros 12 meses de vida del pozo, entre pozos horizontales y PADs de tres pozos monobore slimhole dirigidos.

Se presentará el diseño mecánico de los pozos horizontales, y las mejoras realizadas al mismo, de acuerdo a la necesidad de que la rama horizontal sea “lavable con coiled tubing”, según un caso de estudio analizado y mostrado en este trabajo.

Se abordará la experiencia de la implementación de la técnica de entrada limitada, en combinación con la completación con packers y camisas deslizables activadas mediante la técnica de *ball dropping*.

En base a la experiencia de este diseño experimental con camisas dobles, se realizará una programación operativa para evaluar los tiempos requeridos por una operación de fractura con camisas dobles, y se comparará con los tiempos requeridos por una operación de fractura con camisas simples.

2. Introducción

La utilización masiva del fracturamiento hidráulico en los yacimientos No Convencionales, obligó a la industria a optimizar los diseños de los pozos a fin de bajar sus costos, para mantener la economía de los proyectos.

La perforación de pozos horizontales mejoró notablemente la economicidad de los proyectos de desarrollo de los yacimientos No Convencionales. La evolución de su diseño permitió una operación más eficiente y con menores riesgos operativos.

El diseño de los pozos horizontales tiene una serie de variables que afectan su productividad, tales como tamaño de fractura, caudal de fractura, longitud de la rama horizontal, número de etapas y separación entre ellas.

En este trabajo se abordará la historia de la implementación de pozos horizontales en los yacimientos Tight Gas de la Cuenca Austral.

La estrategia de Terminación de la sección horizontal se definió realizarla a pozo abierto con sistema de packer inflables hidráulicos y camisas activadas por sistema de bolas, técnica conocida como ball dropping. Esta técnica se caracteriza por no sobre desplazar las facturas, condición necesaria para el fracturamiento de pozos de Yacimientos Tight.

Una de las variables del diseño que impacta en la productividad del pozo, es el número de etapas, y es allí donde se pretende trabajar para mejorar y optimizar el diseño de los futuros pozos horizontales.

3. Desarrollo

3.1. Ubicación de los yacimientos tight gas en desarrollo en Cuenca Austral

Los campos Tight Gas, en los cuales se utilizan pozos horizontales para su explotación, están ubicados al noroeste de la ciudad de Río Gallegos. Dichos campos son, el Yacimiento Campo Indio distante 150 Km de la ciudad de Río Gallegos, y el Yacimiento El Puma distante 180 Km de la ciudad de Río Gallegos. En la figura 1 puede observarse la ubicación geográfica de los yacimientos de Tight Gas en producción.

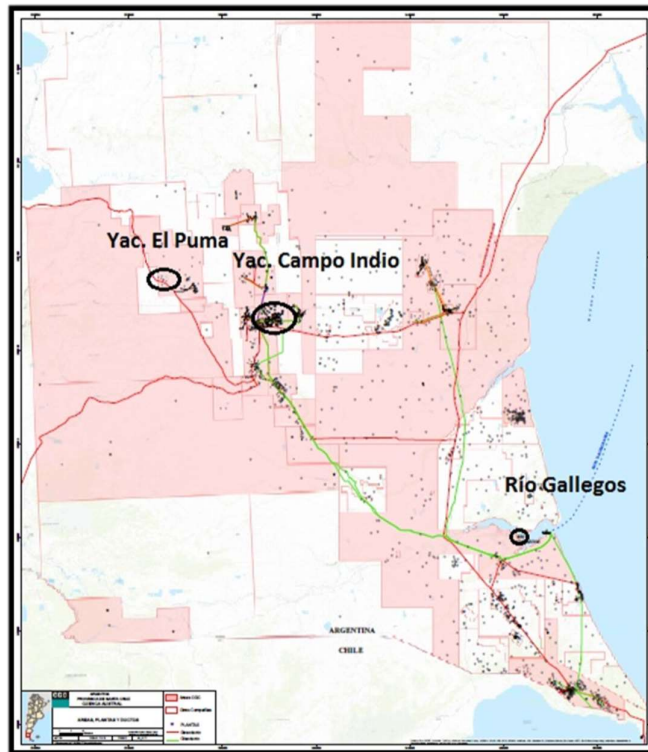


Fig. 1. Mapa ubicación Yac. Campo Indio y Yac. El Puma (Reservorios Tight Gas)

El reservorio presente en ambos Yacimientos, denominado Magallanes, tiene un espesor neto de entre 10 m y 20 m. La profundidad del reservorio en la zona es del orden de los 1500 m. Se trata de una arenisca glauconítica con una porosidad promedio de 22%. El reservorio se encontró saturado en gas y tuvo una presión inicial de 140 kg/cm². La temperatura es de 80°C aproximadamente. La relación gas-condensado se mantiene en el orden de 20000 m³/m³. El área de los reservorios está delimitada por una pérdida de propiedades petrofísicas.

3.1.1. Yacimiento Campo Indio

La acumulación es una estructura monoclinual con baja inclinación hacia el sur y entrapamiento estratigráfico. Según la calidad del reservorio, el yacimiento se divide arealmente en las siguientes zonas: Zona de Buena Permeabilidad, zona de Baja Permeabilidad y Zona Norte, como puede observarse en el mapa de espesor de reservorio de la figura 2.

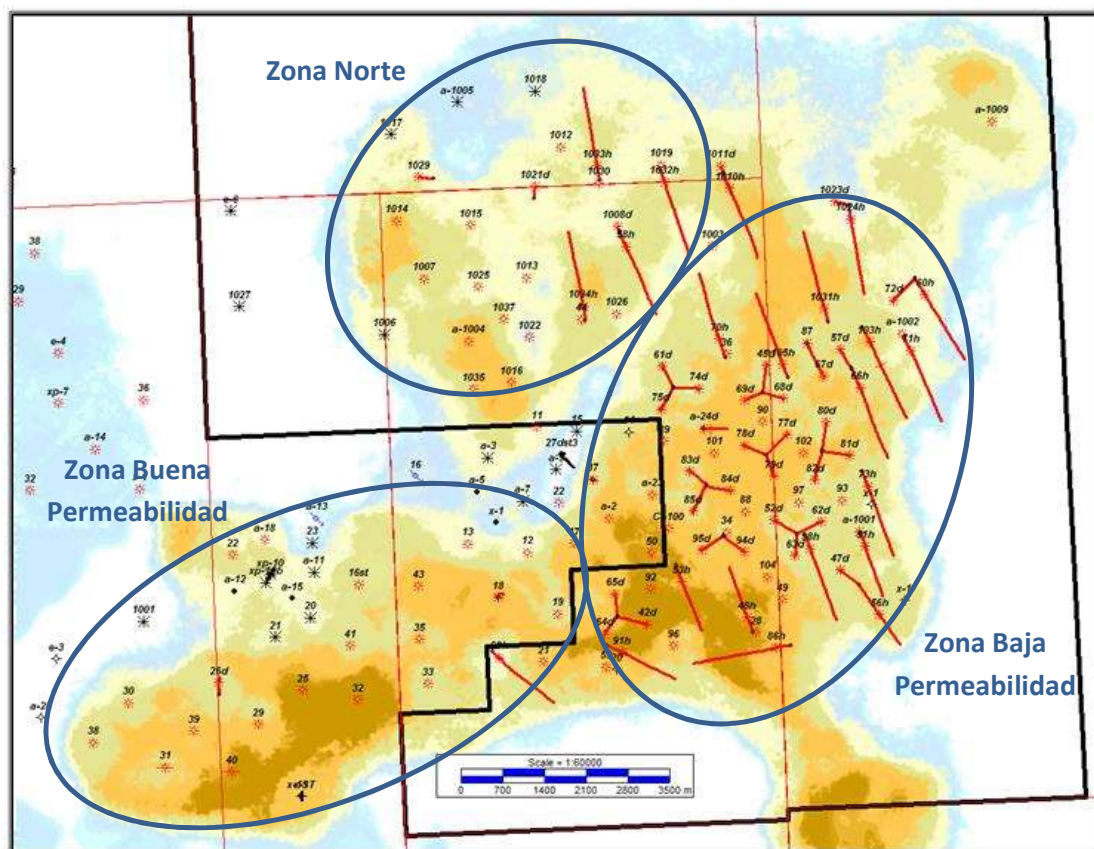


Fig. 2. División del yacimiento en zonas según la calidad petrofísica del reservorio (Magallanes M1).

La Zona de Baja Permeabilidad, tiene una permeabilidad promedio menor a 1 mD, se desarrolló intensivamente desde el año 2017 hasta la fecha (noviembre de 2020), con la perforación de 89 pozos (22 horizontales y 77 verticales).

3.1.2. Yacimiento El Puma

Este desarrollo es más joven, el Yacimiento se encuentra en desarrollo desde el año 2018, al momento se han perforado 7 pozos (6 verticales y 1 horizontal). En la figura 3 se puede ver la localización de los mismos en un mapa de espesor de reservorio (Magallanes M2).

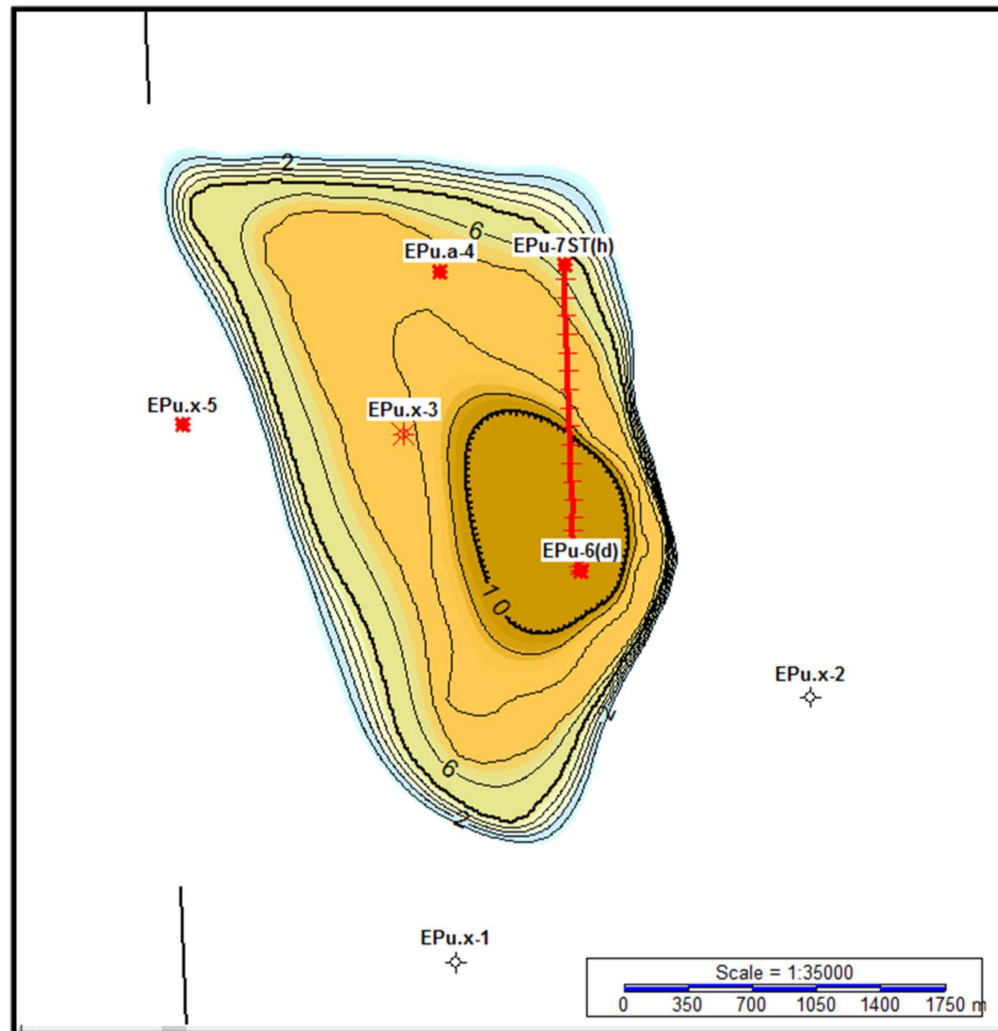


Fig. 3. Yac. El Puma Mapa de Espesor de Reservorio Net Pay (Magallanes M2)

3.2. Comparativa de producción acumulada pozo horizontal vs PAD de 3 pozos monobore slimhole desviados

El costo de construcción un pozo horizontal es equivalente al de construcción de un PAD de tres pozos monobores slimhole dirigidos. Durante el comienzo del desarrollo del primer yacimiento Tight (Yac. Campo Indio), se utilizaron ambas técnicas por igual. Con el paso del tiempo se pudo realizar la comparativa de producción acumulada entre dichas técnicas, en la figura 4 se indican con círculos los PAD y con elipses los pozos horizontales que se utilizaron para realizar la comparación.

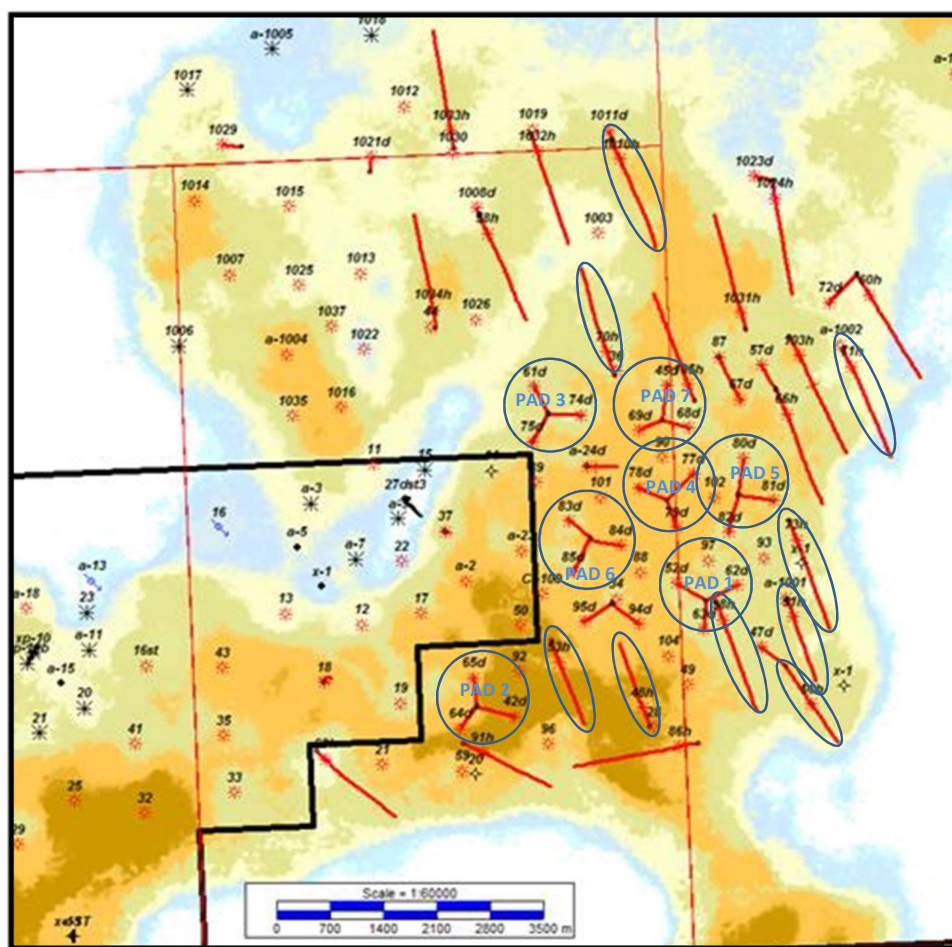


Fig. 4. En círculos los PAD de 3 pozos y en elipses los pozos horizontales considerados para la comparativa de producción acumulada.

En la figura 5 pueden observarse la producción acumulada en los primeros 12 meses de los PAD de 3 pozos monobores slimhole en líneas punteadas, y de los pozos horizontales en líneas

continuas, para este análisis se utilizaron datos de los pozos perforados durante la primera etapa del desarrollo del yacimiento (años 2017 y 2018).

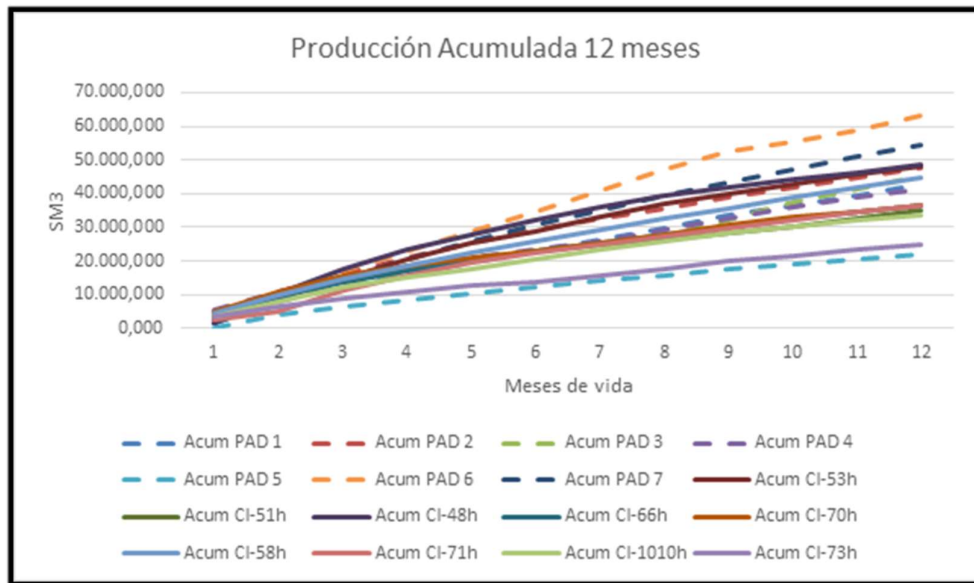


Fig. 5. Producción acumulada en 12 meses de PAD de 3 pozos y pozos horizontales, construidos en la primera etapa de desarrollo.

Si bien las diferencias en producción acumulada no permiten afirmar que una técnica es superior a otra, estas están influenciadas por las características del reservorio del lugar de construcción de los PAD de tres pozos, que son de mejor calidad y espesor de reservorio que la zona donde se construyeron pozos horizontales. Las características del reservorio de la zona donde se perforaron los pozos utilizados para la comparación, pueden observarse en la figura 6.

Pozo	N° PAD	Esp. Capa Gross (m)	Net Sand (m)	Permeabilidad (mD)	Phi (%)
CI-0052d	PAD 1	31,0	18,2	0,028	18%
CI-0062d		26,5	20,8	0,015	16%
CI-0063d		28,0	14,8	0,019	17%
CI-0065d	PAD 2	30,0	22,4	0,049	20%
CI-0064d		28,0	25,3	0,042	17%
CI-0042d		30,5	22,3	S/D	17%
CI-0061d	PAD 3	22,0	13,3	S/D	18%
CI-0074d		28,0	18,4	0,029	20%
CI-0075d		22,0	17,3	0,035	19%
CI-0077d	PAD 4	30,0	20,0	0,016	20%
CI-0078d		25,0	22,2	0,014	21%
CI-0079d		28,0	22,1	0,005	19%
CI-0080d	PAD 5	25,0	18,8	0,014	21%
CI-0081d		28,0	19,8	0,017	21%
CI-0082d		27,0	17,8	0,028	18%
CI-0083d	PAD 6	21,0	18,8	0,005	21%
CI-0084d		26,0	22,1	S/D	21%
CI-0085d		22,0	16,9	0,019	18%
CI-0045d	PAD 7	27,0	15,3	0,022	18%
CI-0068d		27,0	15,3	0,022	19%
CI-0069d		29,0	21,2	0,014	20%
CI-0053h	N/A	33,0	15,0	0,250	18%
CI-0051h	N/A	19,0	10,0	0,250	17%
CI-0048h	N/A	24,0	18,0	0,250	17%
CI-0066h	N/A	20,0	9,0	0,150	17%
CI-0070h	N/A	21,0	12,0	0,010	18%
CI-0058h	N/A	17,0	12,0	0,029	21%
CI-0071h	N/A	15,0	8,5	0,010	17%
CI-0073h	N/A	10,0	7,5	0,010	17%
CI-1010h	N/A	11,0	8,0	0,010	16%
CI-0060h	N/A	10,0	8,0	0,010	16%

Fig. 6. Principales características del reservorio de los PAD de 3 pozos y pozos horizontales, construidos en la primera etapa de desarrollo.

3.3. Pozos Horizontales

3.3.1. Diseño de la completación

Las zonas de bajo espesor de reservorio neto (aproximadamente menor a 10 m) se desarrollaron perforando pozos horizontales buscando una mejor economicidad en comparación a los pozos verticales.

En la concepción del diseño del pozo horizontal se optó por la completación de camisas deslizables y packer hidráulicos en pozo abierto (open hole), técnica que se conoce como ball dropping. Los pozos horizontales son entubados con cañería intermedia de 7", fijando el zapato en el ingreso al reservorio Magallanes. Con liner de 4 ½" de instaló el sistema de camisas deslizables y packer hidráulicos y, por último, se instaló un tubing de producción de 3 ½", como puede observarse en la figura 7.

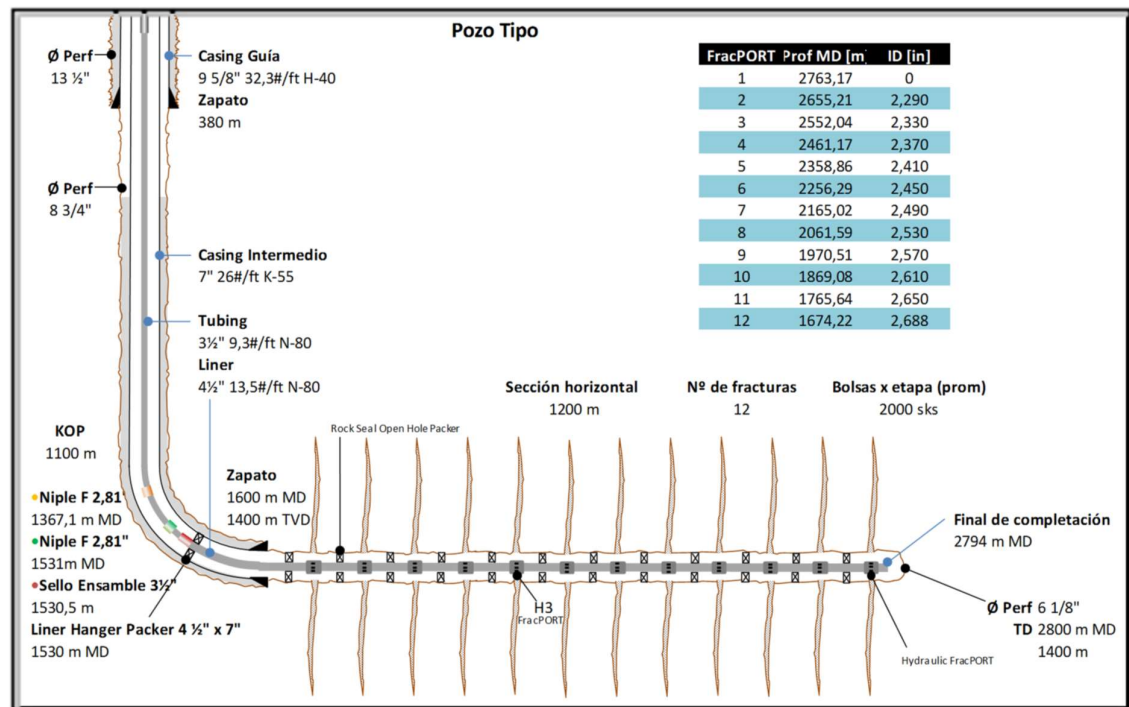


Fig. 7. Esquema típico de completación de pozo horizontal.

El diseño de terminación del pozo en open hole, brinda la posibilidad de aprovechar el aporte de gas de los tramos abiertos del pozo en la rama horizontal.

Por economicidad del proyecto, el tubing de producción queda instalado con el mismo equipo perforador que construye el pozo, es decir, cuando se retira el perforador, el pozo queda listo para fracturarse en forma Rigless.

3.3.2. Historial de construcción de pozos horizontales

A la fecha, durante el desarrollo de los yacimientos, se han realizado 23 pozos horizontales en Yac. Tight Gas de la Cuenca Austral. En la figura 8 puede observarse las principales características constructivas de los pozos horizontales construidos en estos campos.

Año	Pozo	Long. Rama Horizontal (m)	N° de Etapas	Máx. Asiento de bola	Mín. Asiento de bola
2017	CI-53h	800	10	2,563	2,063
	CI-51h	800	10	2,625	2,000
	CI-48h	800	10	2,625	2,000
	CI-66h	1200	12	2,563	1,938
2018	CI-70h	1200	10	2,500	2,000
	CI-58h	1200	16	2,625	1,750
	CI-71h	1300	16	2,688	1,750
	CI-1010h	1200	12	2,688	2,063
	CI-60h	1200	12	2,688	2,063
	CI-73h	1200	16	2,688	1,750
	CI-86h	1300	12	2,625	1,813
	CI-91h	1000	12	2,688	2,063
2019	CI-56h	900	11	2,688	2,330
	CI-1024h	1200	15	2,688	2,290
	CI-1031h	1300	12	2,688	2,290
	CI-98h	1200	12	2,688	2,290
	CI-1032h	1200	10	2,688	2,290
	CI-99h	1100	11	2,688	2,290
	CI-1033h	1200	12	2,688	2,290
	EPu-7h	1200	12	2,688	2,290
2020	CI-1034h	1200	12	2,688	2,290
	CI-103h	1400	15 (2 etapas con entrada limitada)	2,688	2,210
	CI-105h	1200	15 (2 etapas con entrada limitada)	2,688	2,210

Fig. 8. Características principales de las instalaciones de pozos Horizontales.

En el inicio del desarrollo, año 2017, se construyeron pozos con ramas horizontales de 800 m y 10 etapas. El diferencial entre diámetros consecutivos de las bolas accionadoras del mecanismo es de 1/16", en la figura 9 puede observarse el detalle de diámetros de bolas utilizadas en estos pozos.

CI-53h			CI-51h			CI-48h			CI-66h		
Long. horizontal: 800 m			Long. horizontal: 800 m			Long. horizontal: 800 m			Long. horizontal: 1200 m		
Stage #	Ball Seat	Actuaction Ball	Stage #	Ball Seat	Actuaction Ball	Stage #	Ball Seat	Actuaction Ball	Stage #	Ball Seat	Actuaction Ball
10	2,500	2,563	10	2,625	2,688	10	2,625	2,688	12	2,563	2,625
9	2,438	2,500	9	2,500	2,563	9	2,500	2,563	11	2,500	2,563
8	2,375	2,438	8	2,438	2,500	8	2,438	2,500	10	2,438	2,500
7	2,313	2,375	7	2,375	2,438	7	2,375	2,438	9	2,375	2,438
6	2,250	2,313	6	2,313	2,375	6	2,313	2,375	8	2,313	2,375
5	2,188	2,250	5	2,250	2,313	5	2,250	2,313	7	2,250	2,313
4	2,125	2,188	4	2,125	2,188	4	2,125	2,188	6	2,188	2,250
3	2,063	2,125	3	2,063	2,125	3	2,063	2,125	5	2,125	2,188
2	2,000	2,063	2	2,000	2,063	2	2,000	2,063	4	2,063	2,125
1	Hydraulic Frac Port		1	Hydraulic Frac Port		1	Hydraulic Frac Port		3	2,000	2,063
									2	1,938	2,000
									1	Hydraulic Frac Port	

Fig. 9. Detalle de completación de primeros pozos construidos (año 2017).

Luego se buscaron mayores longitudes de rama horizontal y se aumentó el número de etapas en cada uno de ellos. Finalmente, se adoptó de diseño estándar de 1200 m de rama horizontal y 12 etapas.

La longitud máxima alcanzada de rama horizontal, hasta este momento, es de 1300 m, y la cantidad máxima de etapas alcanzada es de 16. Esta última limitada por la imposibilidad de realizar limpieza con coiled tubing debido a los pequeños diámetros de las gargantas de las camisas deslizables.

Finalmente se construyeron dos pozos que incluyen el diseño de dos camisas con entrada limitada.

3.3.3. Limpieza e inducción de pozo

La limpieza post fractura se realiza con coiled tubing de 1 ¾", limpiando la arena remanente en el casing, sin fresar las camisas.

En las primeras operaciones se decidió no navegar la sección horizontal, debido al riesgo operativo y al desconocimiento del comportamiento del pozo durante la operación (pérdida de circulación, pega por diferencial, etc.). Gracias a la utilización de testigos trazadores, pudo observarse que todas las etapas produjeron pese a no haberse limpiado la sección horizontal completa de cada pozo. Sin embargo, gracias a la experiencia realizada en el pozo CI-51h, pudo observarse un aumento significativo en la producción, luego de realizar una limpieza posterior a la inducción inicial. En la gráfica de la figura 10 puede observarse el aumento de producción del pozo producido luego de la limpieza con coiled tubing.

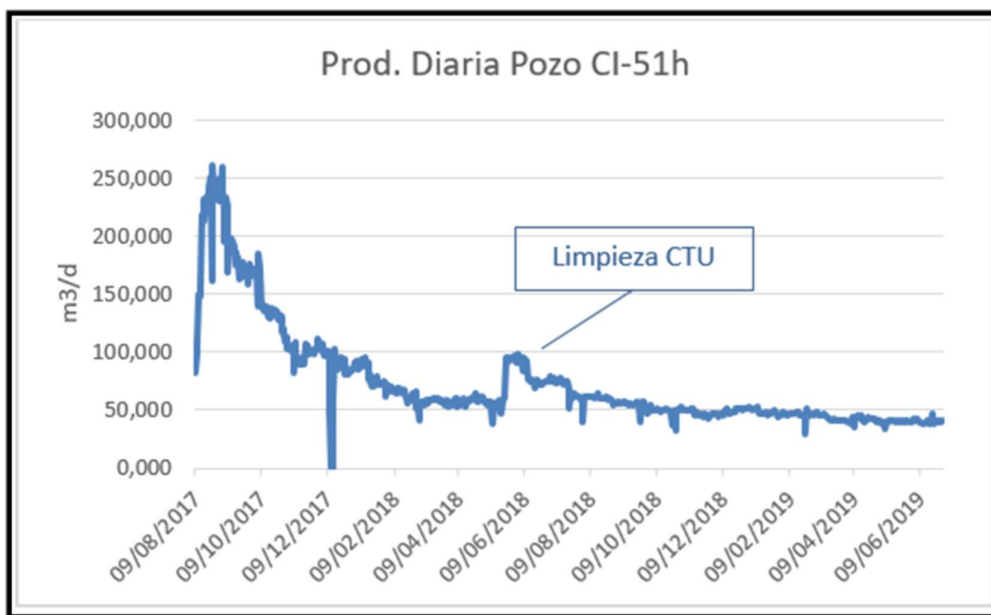


Fig. 10. Historial de producción Pozo CI-51h.

Luego de esta experiencia, se estableció como estrategia que el diseño de la instalación debe permitir el ingreso del coiled tubing hasta la máxima profundidad posible, preferentemente hasta la profundidad final del pozo (TD).

Posterior al proceso de lavado, debido a las bajas presiones del yacimiento, se requiere alivianar la columna hidrostática de fluido para inducir el arranque de pozo. Esta operación se realiza mediante el bombeo de N₂ a través del coiled tubing.

3.3.4. Diseño de la rama horizontal

La limpieza con coiled tubing determina el diámetro mínimo de garganta de camisa deslizable, ya que las gargantas deben permitir el paso del coiled tubing y mantener un área de flujo mínima para asegurar el retorno de fluidos a superficie. La diferencia de diámetros entre coiled tubing y garganta de camisa deslizable no puede ser menor a 1/4" para la condición de flujo normal de limpieza, es decir, para un coiled tubing de 1 3/4" el diámetro mínimo de garganta de camisa que puede atravesar es 2".

Por otro lado, el máximo diámetro de bola que puede utilizarse está restringido por el ID por los nipples de flow control (2,81") por la cual deben ingresar las bolas. En la figura 11 puede observarse el detalle de los diámetros máximo y mínimo de las gargantas de las camisas deslizables del diseño.

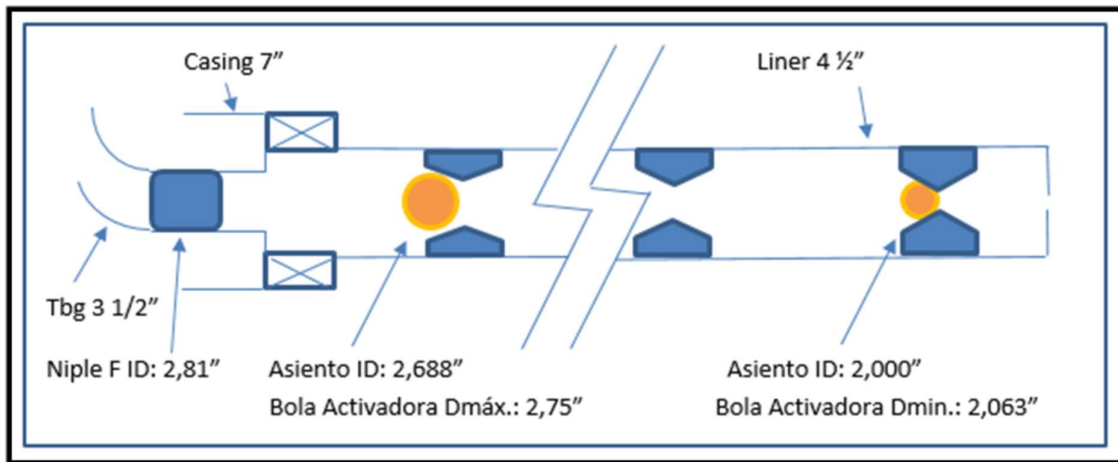


Fig. 11. Detalle dimensional de elementos principales de la Completación del pozo horizontal.

Con estas limitaciones dimensionales, y teniendo en cuenta que el incremento de diámetro entre bolas consecutivas es de $1/16"$, las completaciones están limitadas a 12 etapas "lavables con coiled tubing" (11 etapas con camisas accionadas por bolas + 1 puerto de apertura hidráulico).

3.3.5. Teoría de la técnica de entrada limitada

La entrada limitada es el proceso mediante el cual se limita el número de orificios o el tamaño de los mismos, para lograr una fricción en los orificios que permita asignar un caudal limitado en cada entrada, durante el fracturamiento hidráulico.

La fricción en los perforados o en los orificios de entrada de las camisas, establece una contrapresión en el pozo que ayuda a asignar el flujo entre múltiples intervalos tratados simultáneamente que tienen diferentes presiones de propagación de fracturas.

La ecuación que predice la pérdida de carga en los perforados está basada en el teorema de Bernoulli. Dicha ecuación (D. McClain/ K. Frieauf/ G. Roberts/J. Whittaker, 2019), establece la siguiente relación:

$$\Delta P_p = \frac{0.2369 \times Q^2 \times \rho}{C_d^2 \times N^2 \times D^4}$$

Donde:

ΔP_p = fricción en los Nozzles (orificios de camisa deslizable)

Q = caudal (bpm)

ρ = densidad del fluido (lb/gal)

N = número de perforados

Dp = diámetro de los perforados (inch)

Cd = coeficiente de descarga

El coeficiente de descarga varía entre:

0,95 para flujo sin restricción

0,65 para flujo restringido

Dimensionando los orificios de las camisas, se puede determinar la fricción en los Nozzles (perforados), y con ella calcular la presión de bombeo en superficie con la ecuación (G. Long; S. Liu; G. Xu; Sau-Wai Wong, 2015):

Presión de Bombeo en superficie = Fricción en Tuberías – Presión Hidrostática + Pérdida de Carga Nozzles (perforados) + Presión de Inyección dentro de la fractura

Para esta aplicación, la presión de fractura del yacimiento en distanciamientos de 100 m no varía significativamente, por lo se consideró constante para simplificar el cálculo.

3.3.6. Camisas dobles con entrada limitada

La necesidad de ampliar el horizonte de desarrollo del campo hacia los bordes del mismo donde las propiedades petrofísicas van desmejorando su calidad, nos obligaron a incursionar en la tecnología de camisas dobles con entrada limitada, para aumentar el número de etapas de fractura.

En la actualidad se ha incorporado el arreglo de camisas dobles, es decir dos camisas que accionan con una única bola, ello permite duplicar el número de etapas sin resignar pasaje interno.

La distribución del flujo de fractura es calculada mediante la técnica de entrada limitada, para lo cual se monta sobre los orificios de la camisa unos Nozzle de tungsteno calibrados, y por encima de ellos unos plugs de bronce erosionables, que permiten generar el diferencial de presión para la apertura de la segunda camisa. Estos componentes pueden observarse en la figura 12.

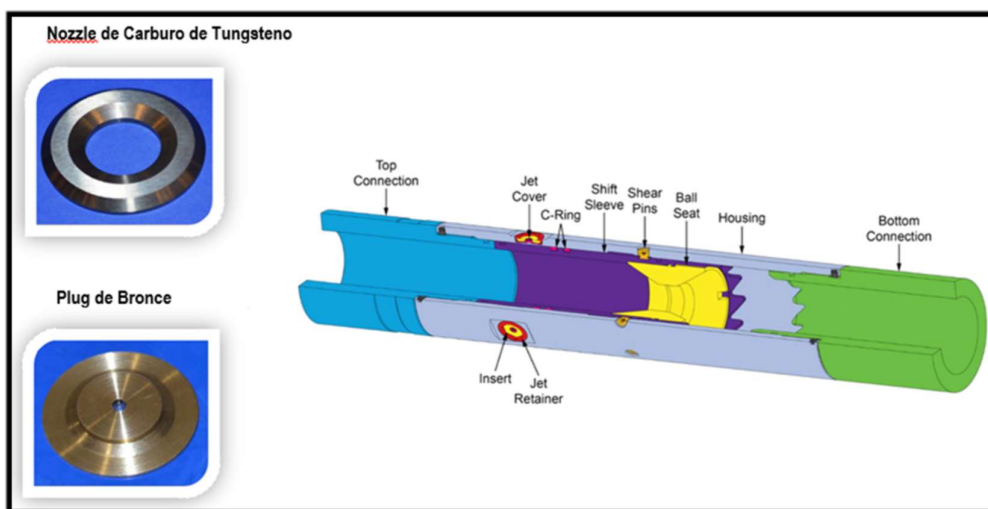


Fig. 12. Componentes de una camisa de sistema de entrada limitada (Packers Plus).

Los nozzle de tungsteno tienen como principal característica que no son erosionables por la arena de fractura, con lo cual, mantienen constante la pérdida de carga a través de ellos durante toda la operación de fracturamiento hidráulico.

La apertura de ambas camisas es realizada en una única operación. La presión extra para la apertura de las camisas es del orden de las 2500 psi. Una vez abiertos los puertos, los plug de bronce se erosionan por el paso de flujo, para dar lugar a la ejecución de las dos fracturas en

simultáneo. En la figura 13 puede observarse el comportamiento de la presión durante la apertura de un conjunto de camisas dobles.

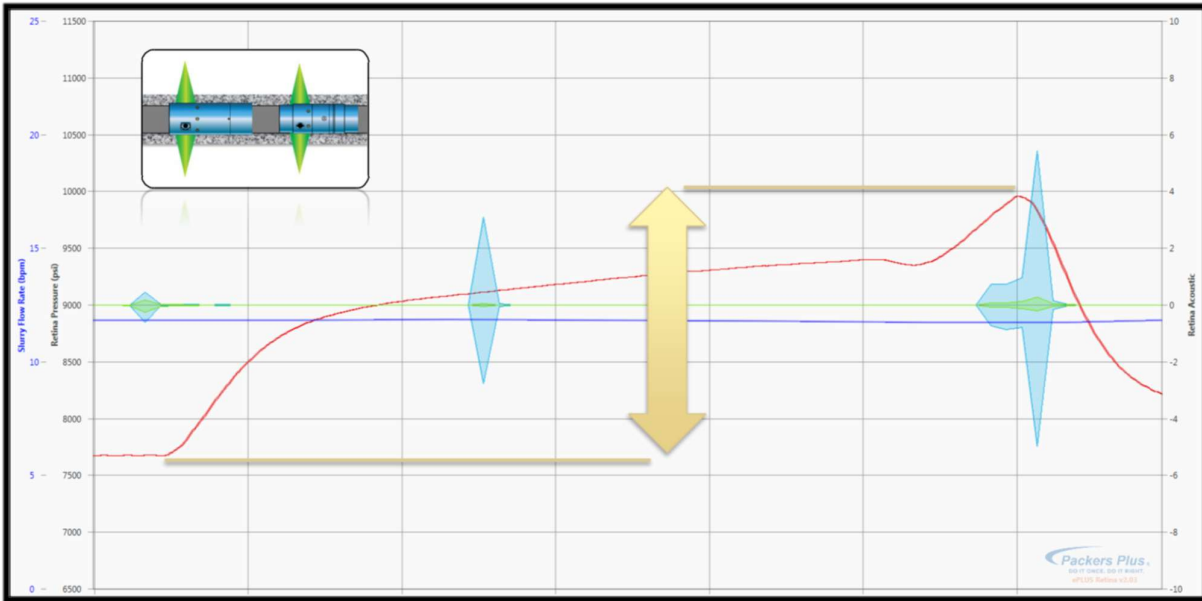


Fig. 13. Gráfica de activación de aperturas de camisas doble (Packers Plus).

Hoy día se han bajado dos instalaciones con completaciones combinadas (pozos CI-103h y CI-105h) que cuentan cada una de ellas con dos juegos de camisas dobles, es decir, se encuentra en fase de prueba con resultados operativos positivos.

De acuerdo a lo informado por el fabricante, en caso de implementar completamente esta tecnología en un pozo, se podría realizar instalaciones con hasta 23 etapas (22 camisas con entrada limitada + 1 puerto de accionamiento hidráulico).

3.3.7. Comparación de tiempos de ejecución diseño camisas simples vs camisas de entrada limitada (dobles)

La completación de camisas deslizables con entrada limitada permite fracturar simultáneamente a través de dos puertos. Para obtener una geometría de fractura similar a la obtenida por un puerto simple de pozo horizontal, es necesario fracturar al doble de caudal.

Teniendo en cuenta el sistema de trabajo actual del set de fractura, diurno con jornadas de 12 hs, podemos realizar la comparación de tiempos insumidos por una operación de fractura con

camisas simples, respecto a una operación de fractura de un diseño completo con camisas dobles.

En la figura 14 puede observarse la duración de una operación de fractura normal con jornada laboral de 12 hs, y un caudal de fractura de 18 bpm, la cual insume 8 días de operación.

Pozo			Jornada laboral de 12 hs												
	Días	Hora Grupo	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pozo horizontal de 12 Etapas	1	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Moviliza equipos					Acopla tanques				Mezcladores		
		2													
		3													
	2	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Montaje Bombas					Montaje Línea				Periféricos		
		2		Montaje Bombas					Montaje Línea				Periféricos		
		3		Realiza pruebas - Chequeos en mezcladores					Montaje cinta - MM					Descarga arena	
	3	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM											
		2		Descarga químicos - prepara químicos				Prueba de equipos	Prueba Línea	Realiza Minifrac		Desmonta - líneas			
		3		Chequea bombadores											
	4	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM											
		2		Carga bolas en Ball Drop.		Fractura Etapas 1 - 2 - 3						Lava equipos - Desmonta Líneas			
		3		Gelifica tk pulmón.											
	5	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM											
		2		Carga bolas en Ball Drop.		Fractura Etapas 4 - 5 - 6						Lava equipos - Desmonta Líneas			
		3		Gelifica tk pulmón.											
	6	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM											
		2		Carga bolas en Ball Drop.		Fractura Etapas 7 - 8 - 9						Lava equipos - Desmonta Líneas			
		3		Gelifica tk pulmón.											
	7	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM											
		2		Carga bolas en Ball Drop.		Fractura Etapas 10 - 11 - 12						Lava equipos - Desmonta Líneas			
		3		Gelifica tk pulmón.											
	8	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Desmonta bombas				Desmonta Mezcladores				Desmonta Tanques			
		2													
		3													

Fig. 14. Programación de operación de fractura de pozo horizontal de 12 etapas simples.

Un programa teórico de fractura de pozo horizontal de 12 etapas, en este caso con etapas dobles con entrada limitada, y caudal de fractura de 32 bpm, nos insumiría 6 días de operación. Esto representa un ahorro de tiempo del 25 %, lógicamente se requiere que el abastecimiento de agua y arena se adecúen a este régimen de operación. En la figura 15 puede observarse la programación de fractura de un pozo íntegramente completado con camisas deslizables con entrada limitada.

Pozo	Jornada laboral de 12 hs																										
	Días	Hora	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20												
Pozo horizontal de 12 Etapas de entrada limitada (dobles)	1	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Moviliza equipos					Acopla tanques					Mezcladores													
		2																									
		3																									
	2	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Montaje Bombas					Montaje Línea					Periféricos													
		2		Montaje Bombas					Montaje Línea					Periféricos													
		3		Realiza pruebas - Chequeos en mezcladores					Montaje cinta - MM					Descarga arena													
	3	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM																							
		2																Descarga químicos - prepara químicos		Prueba de equipos		Prueba Línea		Realiza Minifrac		Desmonta - líneas	
		3																Chequea bombadores									
	4	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM																							
		2		Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Fractura Etapas 1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6					Lava equipos - Desmonta Líneas													
		3																									
	5	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga de arena y carga en MM																							
		2		Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Fractura Etapas 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12					Lava equipos - Desmonta Líneas													
		3																									
	6	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Desmonta bombas					Desmonta Mezcladores					Desmonta Tanques													
		2																									
		3		Retorno arena					Retorno químicos					Acondiciona locación													

Fig. 15. Programación de operación de fractura de pozo horizontal de 12 etapas con entrada limitada.

Un programa de fractura teórico para una instalación con hasta 23 etapas (22 camisas con entrada limitada + 1 puerto de accionamiento hidráulico), el máximo de etapas que se podrían realizar utilizando esta técnica, con la misma condición de trabaja en jornada de 12 hs, nos dá un tiempo de operación similar al de las 12 etapas actuales, como puede observarse en la figura 16.

Pozo			Jornada laboral de 12 hs															
	Días	Hora Grupo	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Pozo horizontal de 23 Etapas de entrada limitada (dobles)	1	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Moviliza equipos					Acopla tanques					Mezcladores				
		2																
		3																
	2	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Montaje Bombas					Montaje Línea					Periféricos				
		2		Montaje Bombas					Montaje Línea					Periféricos				
		3		Realiza pruebas - Chequeos en mezcladores					Montaje cinta - MM					Descarga arena				
	3	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Descarga químicos - prepara químicos Chequea bombadores					Descarga de arena y carga en MM								Desmonta - líneas	
		2							Descarga químicos - prepara químicos		Prueba de equipos		Prueba Línea		Realiza Minifrac			
		3																
	4	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Descarga de arena y carga en MM					Lava equipos - Desmonta Líneas				
		2							Fractura Etapas 1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6									
		3																
	5	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Descarga de arena y carga en MM					Lava equipos - Desmonta Líneas				
		2							Fractura Etapas 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12									
		3																
	6	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Descarga de arena y carga en MM					Lava equipos - Desmonta Líneas				
		2							Fractura Etapas 13 -14 - 15 -16 -17 - 18									
		3																
	7	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Carga bolas en Ball Drop. Gelifica tk pulmón.					Descarga de arena y carga en MM					Lava equipos - Desmonta Líneas				
		2							Fractura Etapas 19 -20 -21 -22 -23									
		3																
	8	1	Moviliza a pozo. Charla de seg.	Desmonta bombas					Desmonta Mezcladores					Desmonta Tanques				
		2		Retorno arena					Retorno químicos					Acondiciona locación				
		3																

Fig. 16. Programación de operación de fractura de pozo horizontal de 12 etapas con entrada limitada.

Vale decir, que es teóricamente posible fracturar 23 etapas con el sistema de camisas dobles con entrada limitada, en el mismo tiempo de ejecución de las 12 etapas simples que se realizan hoy en día.

4. Conclusiones

- La producción acumulada en los primeros 12 meses de vida de pozos horizontales con completaciones de camisas deslizables y packers hidráulicos (ball dropping) es similar a la obtenida por PADs de 3 pozos monobore, sin embargo, esta comparación está influenciada por la calidad del reservorio (espesor y propiedades petrofísicas). Por lo que en zonas de borde de los yacimientos donde se pierde calidad de reservorio, es recomendable el desarrollo con pozos horizontales (zonas de espesores de reservorios menores a 10 m) ya que se estimula un mayor volumen de roca.
- La evidencia empírica de los caudales post intervención con coiled tubing, permite concluir que es recomendable limpiar el pozo hasta su último puerto o la máxima profundidad posible.
- El uso de camisas dobles con entrada limitada permite aumentar sensiblemente el número de etapas a igual longitud de pozo.
- El uso de camisas dobles permite disminuir sensiblemente los tiempos de operación dado que se fractura simultáneamente a través de dos puertos, por lo que el caudal de fracturamiento es del doble de magnitud respecto al de una operación con camisas simples. Se podrían realizar 23 etapas de fracturas con camisas dobles, en el mismo tiempo que insume realizar 12 etapas de fractura con camisas simples.

5. Referencias

- Ing. Alberto J. Blanco Ybáñez, 2018, Manual de Operaciones y Diseño para Fractura Hidráulica de Pozos de Gas y Petróleo.
- Mariano Bruzzon, CGC; Andrés Cremonini, CGC; Florencia Melendo, CGC; José Vega Sainz, CGC., 2019, ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES EN EL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD EN CUENCA AUSTRAL. 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas IAPG.
- David Cramer and Kyle Frieauf, ConocoPhillips; Glyn Roberts and Jeff Whittaker, EV, 2019, Integrating DAS, Treatment Pressure Analysis and Video-Based Perforation Imaging to Evaluated Entry Treatment Effectiveness. SPE-194334-MS, pág. 3.
- Gongbo Long, FrackOptima Inc.; Songxia Liu, Texas A&M University; Guanshui Xu, FrackOptima Inc. And The University of California Riverside; Sau-Wai Wong, Shell International Exploration & Production Inc., 2015, Modeling of perforation erosion. SPE-174959-MS, pág. 1.
- Material técnico de Cía. Packer Plus, 2020.