



Completaciones en yacimientos de *gas tight*

Por **Fernando Barbalace, Víctor Vistoso, Edgardo Alfaro, Darío Buzaglo** (Petrobras)

El presente trabajo, seleccionado en el 1° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos de 2012, tiene por objetivo mostrar la metodología de completación de pozos, utilizada en Río Neuquén en las formaciones *tight gas* de Lajas y Punta Rosada.



1. Sinopsis

La completación de pozos utilizada en Río Neuquén en las formaciones *tight gas* de Lajas y Punta Rosada se realiza de forma “híbrida”, ya que primeramente se completa la Fm Lajas, punzando con cargas explosivas con la técnica de entrada limitada y fracturando por *casing*. Luego, se completa la formación Punta Rosada, punzando de manera erosiva con *coiled tubing* y fracturando por anular, con tratamientos tipo “*point-frac*”.

El uso de la sarta de CT (*coiled tubing*) dentro del pozo al realizar las fracturas de Punta Rosada, agrega datos muy importantes para el bombeo durante el desarrollo de la operación, ya que funciona como *dead string*, y con ella se monitorea la presión de fondo.

La experiencia del desarrollo de sucesivas operaciones ha dejado una gran cantidad de conocimientos, lecciones y oportunidades de mejora que fueron aplicadas trabajo tras trabajo, siendo el motor de la curva de aprendizaje.

De este modo, ha sido posible optimizar operaciones continuas, ya que se realizaron siete fracturas de distintas dimensiones y caudales en un tiempo aproximado de 35 horas, lo que implicó no solo un ahorro importante de costos de servicios, sino también un adelanto significativo en la puesta en producción del pozo.

La presentación de este trabajo brinda la posibilidad de compartir las lecciones aprendidas para aplicarlas en operaciones de yacimientos con similares características.

2. Objetivos de la intervención

El objetivo de la intervención de estos pozos es realizar la completación en las formaciones de Lajas y Punta Rosada.

Si bien ambas formaciones son similares en orden de magnitud en los valores de permeabilidad ($1E-2$ mD/ $1E-3$ mD), presentan diferencia respecto a su presentación en espesores e intercalaciones.

Ambas son formaciones sobrepresurizadas. Mientras Lajas se presenta como un paquete arenoso de espesores netos que van desde 20 a 45 m, Punta Rosada, también de muy baja permeabilidad, se presenta como arenas tipo “lenticulares” en paquetes que van desde 2 m a 5 m de espesor y muy cercanas unas de otras.

Debido a esto, en Lajas se punza con explosivos y se fractura en 2 etapas, Lajas Inferior y Lajas Superior, para luego pasar a la terminación de Punta Rosada, donde se fractura utilizando un sistema “*Point Frac*”, realizando punzados erosivos con CT y fracturando por espacio anular entre CT y *casing* de producción.

3. Arquitectura del pozo

La arquitectura del pozo fue diseñada, de manera de cumplir con los objetivos de la terminación, buscando tener un *flowback* efectivo de limpieza y de producción, prescindiendo de bajar instalaciones adicionales.

Bajo las consideraciones anteriores, se optó por tener un pozo *monobore*, con *casing* de producción de 4 ½”, mediante el cual se realice la terminación sin necesidad de montar un equipo de torre, lo que economiza costos, ya que no es necesario bajar tubulares adicionales de producción.

De esta manera se utiliza ocasionalmente un equipo de CT, para la realización de *gas lift* con N₂, lavado de arena y/o rotadas de tapones.

Se ilustra abajo un esquema del pozo con las cañerías utilizadas (la de 7” es una contingencia, no siempre se baja). Las profundidades son estimadas, pueden variar en +/-100 m.

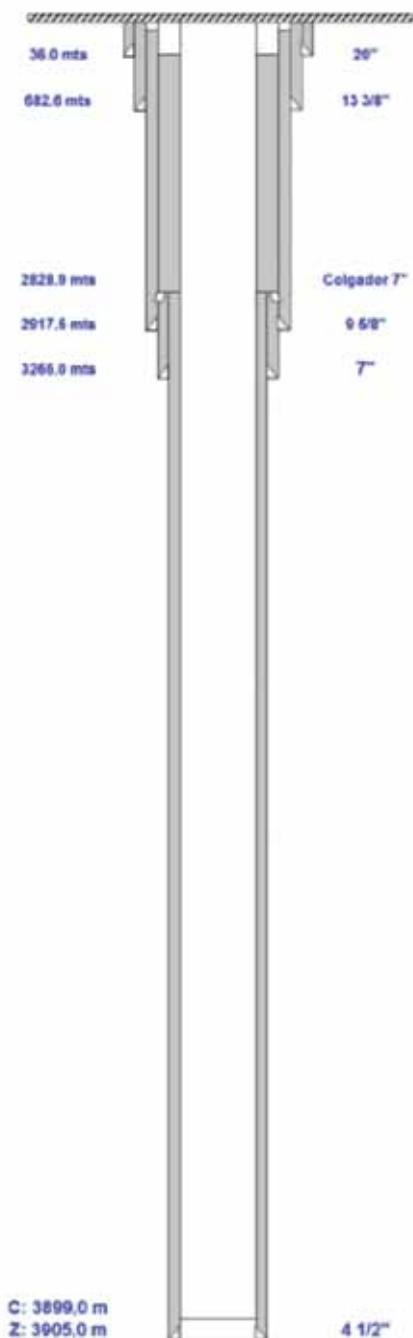


Gráfico 1. Arquitectura del pozo.

Diámetro	Grado	Rosca	Peso	De	Hasta
20"	K-55	BUTT	94,0	0,0	36
13 3/8"	N-80	BUTT	68,0	0,0	682,6
9,625"	P-110	TBL & BUTT	47,0	0,0	2917,5
7"	N-80	BUTT	29,0	2828,9	3266
4,5"	P-110	TBL	13,5	0,0	3905

Tabla 1. Cañerías utilizadas.

4. Fracturas

Como fue adelantado en el punto 2, en estos pozos se realizan 2 tipos de fractura según la formación que se esté estimulando:

4.1. Fracturas Lajas

Son fracturas que van desde 1.500 a 4.000 bls de agente de sostén, variando la cantidad conforme al espesor de capa en cada pozo. Estas fracturas utilizan fluidos de transporte CMHPG (*carbo metil hidroxy propyl guar*), y se encuentran en fase de evaluación migrar a *slick water*. Los volúmenes de agua que se pueden emplear suelen ser de más de 1.000 m³. Los caudales van desde 40 a 60 bpm.

4.2. Fracturas Punta Rosada

Las fracturas en Punta Rosada son de no más de 1.500 bls de agente de sostén; utilizan como fluido de transporte CMHPG y se realizan con punzado abrasivo y por anular entre *casing* y *coiled tubing*. En algunas ocasiones (de poca distancia entre capas), se fracturan dos o más zonas simultáneamente, lo que implica realizar más punzados abrasivos y, según los caudales de diseño, se realizan con la punta del BHA del CT (*bottom hole assembly* del *coiled tubing*), dentro de los lubricadores de boca de pozo.

Normalmente, durante las fracturas, el CT va desde el fondo, moviéndose lentamente hacia arriba, y se utiliza como "*pseudo-death string*", de manera de tener la lectura on-line de las presiones de fondo, como para evaluar y rediseñar tratamientos durante la operación bombeo.

Número	Intervalo	Ag Sostén	Tipo Ag Sostén
Fractura N° 1	3839,5 / 3870,5m	3564 bls	Sinterball 30/60
Fractura N° 2	3784,2 / 3816,9m	1445 bls	Sinterball 30/60
Fractura N° 3	3754,1 / 3757,5m	462 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 4	3741,6 / 3746,9m	660 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 5	3721,6 / 3729,7m	924 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 6	3682,7 / 3691,2m	1023 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 7	3670,5 / 3676,0M	429 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 8	3644,2 / 3661,7m	1518 bls	PowerProp 20/40
Fractura N° 9	3577,4 / 3589,1m	1221 bls	PowerProp 20/40

Tabla 2. Resumen de capas a fracturar en un pozo tipo.

5. Metodología de terminación

Con el objetivo de cumplir las solicitudes para la terminación descritas en el punto 2 del presente trabajo, se realiza un programa detallado de actividades, que se describen a continuación:

1. Punzar Lajas Inferior
2. Fracturar Lajas Inferior
3. *Flowback* Lajas Inferior
4. Fijar TPN *composite* (o TPN de rápida molienda)
5. Punzar Lajas Superior
6. Fracturar Lajas Superior
7. *Flowback* Lajas Superior
8. Montar CT y rotar TPN *composite*
9. Realizar *Flowback* y ensayo por separador
10. Fijar TPN *composite*
11. Montar Equipamiento *Jetting & Frac*
12. Realizar punzado abrasivo con CT y fracturar por anular, dejando tapón de arena (operación cíclica a repetir durante tantas etapas de fractura de Punta Rosada como se requieran)
13. Realizar *Flowback*
14. Rotar TPN *composite*
15. Desmontar CT

Etapa	Vol. limpio (gal)	Vol. Limpio (bbl)	Vol. sucio (bbl)	Fluido	Arena			Bolsas
DFIT	0	0	0	Agua	0,0	0,0		0,0
PAD	0	0	0	Agua	0,0	0,0		0,0
PAD	35.000	833	833	Gel Lineal	0,0	0,0		0,0
PAD	25.000	595	595	Gel XL	0,0	0,0		0,0
SLUG	8.100	193	198	Gel XL	0,55	0,80	Sinterlite 50/120	55
PAD	20.000	476	476	Gel XL	0,0	0,0		0
1ª Etapa	10.000	238	244	Gel XL	0,5	0,5	PowerProp 30/50	50
2ª Etapa	10.000	238	250	Gel XL	1,0	1,0	PowerProp 30/50	100
3ª Etapa	10.000	238	255	Gel XL	1,5	1,5	PowerProp 30/50	150
4ª Etapa	10.000	238	262	Gel XL	2,0	2,05	PowerProp 30/50	203
5ª Etapa	11.600	276	311	Gel XL	2,55	2,55	PowerProp 30/50	296
6ª Etapa	16.000	381	438	Gel XL	3,10	3,10	PowerProp 30/50	496
7ª Etapa	16.000	381	447	Gel XL	3,55	3,55	PowerProp 30/50	568
8ª Etapa	16.000	381	457	Gel XL	4,10	4,10	PowerProp 30/50	656
9ª Etapa	13.350	318	388	Gel XL	4,5	4,5	PowerProp 30/50	602
10ª Etapa	2.222	53	65	Gel XL	4,60	4,60	PowerProp 20/40	102
11ª Etapa	9.550	227	285	Gel XL	5,2	5,2	PowerProp 20/40	498
Flush	7.602	181	181	gel/agua	0,0	0,0		0,0
Volumen total	220.424	5.248	5.685					3775

Tabla 3. Frac Plan tipo de Lajas Inferior.

16. Completar *Flowback*

17. Realizar ensayo por separador a planta

5.1. Punzado de Lajas Inferior

Este punzado se realiza con agua tratada y filtrada en el pozo (tratada con inhibidor de arcillas y surfactante tensoactivo). Se utilizan cañones de 2 7/8" – 60° 6 TPP 16,5 gr.; luego se analizan parámetros de la formación con un *DFIT* (*Diagnostic Frac Injection Test*), y finalmente se realiza Mini-Frac y Fractura hidráulica.

5.2. Fractura Lajas Inferior

Normalmente, Lajas Inferior se presenta como un paquete de arena de más de 15 m de espesor, y es donde se realiza la fractura más grande. En general, más de 2.000 bls de agente de sostén sintético, para altas presiones de confinamiento y como fue mencionado arriba, se utilizan como fluido de transporte fluidos base agua, *CMHPG*. Los caudales que se manejan son por arriba de los 40 bpm, con volúmenes importantes de fluido a inyectar (dependiendo del tratamiento, pueden superar los 1.000 m³).

5.3. *Flowback* Lajas Inferior

A medida que se van completando pozos, se va optimizando y aumentando la recuperación de fluidos en superficie, evitando la rápida canalización de gas durante esta maniobra.

Después de fracturados, estos pozos surgen solos, sin necesidad de realizarle *gas lift*, debido a que es una formación con presiones por encima del gradiente normal (se suele tener entre 8.000 y 9.000 psi de reservorio en formaciones a 3.900 m de profundidad).

Luego de varios pozos realizados, combinando sistemas y metodologías para el *flowback*, se ha tomado como mejor alternativa, el manejo conforme a una tabla de orificios vs presiones registradas (dejando de lado la metodología anterior de orificios por tiempo).

Como oportunidad de mejora, queda pendiente la medición de fluidos retornados, ya que no siempre se los pue-

de cuantificar. Esto depende de la cantidad de agente de sostén que retorna en el *flowback* que permita conectar el pozo a un separador trifásico y medir líquidos.

5.4. Fijado de TP9 *composite*

Con el correr de las terminaciones se ha trabajado tanto con los tapones ciegos, como con los tapones a bola (que funcionan como válvula de retención permitiendo flujo hacia arriba y reteniendo hacia abajo). La tendencia es continuar usando tapones de bola, aunque existe una limitación para realizar registros *DFIT*, por la posible comunicación de presiones entre capas con migración de gas que dificultan las lecturas.

5.5. Punzado de Lajas Superior

Luego del fijado del TPN, se procede a punzar Lajas Superior. Este punzado se realiza con agua tratada y filtrada en el pozo (tratada con inhibidor de arcillas y surfactante tensoactivo), que se usó para la prueba del TPN. Se realiza punzando con cañones de 2 7/8" – 60° 6 TPP 16,5 gr, luego se analizan parámetros de la formación con un *DFIT* (si el tapón que se fijó es ciego, con el de bola no se realiza *DFIT*), y finalmente se realiza Mini-Frac y Fractura hidráulica.

5.6. Fractura Lajas Superior

Normalmente, Lajas Superior se presenta como un paquete de arena de más de 10 m de espesor. Son fracturas de más de 1.000 bls de agente de sostén sintéticos, para altas presiones de confinamiento y como fue mencionado arriba, se utiliza como fluido de transporte fluidos base agua, *CMHPG*. Los caudales que se manejan son del orden de los 30 bpm. Los volúmenes de fluido a inyectar son menores a los de Lajas Inferior (en general no superan los 1.000 m³).

Se han realizado pruebas con *slick water*, con resultados satisfactorios. Con el transcurso del tiempo y los trabajos, la tendencia es ir migrando a este fluido como transporte de agente de sostén.

5.7 Flowback Lajas Superior

Aplican las mismas consideraciones realizadas en el apartado 5.3.

5.8. Montar CT y rotar TP9 composite

El tapón de rápida molienda se rota con un motor de fondo de 2 7/8" y una Fresa de 93 mm. El fluido a utilizar para el rotado del TPN es agua filtrada y aditivada. No se utiliza N2, en ninguna concentración debido a los bajos torques que se generan, incluso con motores de fondo destinados para tal fin, prolongando los tiempos de rotación y bombeando más líquido que usando 100% líquido como fluido de transporte motor.

Una vez rotado el TPN, se lava el pozo hasta el fondo, y se induce surgencia (con N2 si es necesario), dejando las 2 capas de Lajas en producción.

5.9. Flowback y ensayo por separador de Lajas

En estos primeros pozos terminados, se ha decidido evaluar Lajas. Ni bien el pozo deja de devolver agente de sostén, se lo conecta al separador (si está la línea de producción instalada se lo conecta a planta) y se evalúa el retorno de fluidos (entre ellos, un dato importante es el caudal de agua de fractura). Luego, extrapolando las curvas de producción, determinamos aproximadamente el volumen del fluido de fractura retornado.

En esta etapa, se realiza también uno o dos *PLT (Production Logging Tool)* con distintos orificios, para evaluar aporte de cada punzado de Lajas.

5.10. Fijar TP9 composite

Corren las mismas consideraciones que en el apartado 5.4. Aquí normalmente se deja el pozo acumulando presión mayor cantidad de horas que en la fijada del primer tapón. Esto ayuda a evitar sobrepasar los valores de diseño de presión diferencial del TPN en la prueba de presión hermeticidad.

5.11. Montar equipamiento Jetting & Frac

Se monta un *CT* con el detalle que se describe en la tabla 4 y el gráfico 2. El BHA para realizar la operación está descrito en el gráfico 3.

La herramienta "Hydra Jet" tiene 2 boquillas a 180° por donde sale el fluido con la "arena de corte", que es la que realiza la apertura de los orificios.

Otro dato a considerar y tener presente, es que por debajo del *Hydra Jet* se coloca una "Válvula de retención

inversa" (ver en el gráfico 3 "Ball Sub"), que cierra el flujo hacia abajo (permitiendo realizar los punzados), y a su vez permite lavar arena por circulación inversa (con flujo ascendente por dentro del *CT*).

5.12. Realizar punzado abrasivo y Fracturar por anular

Esta es una operación cíclica que se realiza para estimular de 7 a 9 capas de la formación Punta Rosada. En primer lugar, se baja el BHA mostrado en el gráfico 3, se constata el TPN *composite* (que se fijó, según el apartado 5.10), y con esto se coloca en profundidad el *CT*. Se levanta la herramienta, marcando en el carretel todos los punzados a realizar. Posteriormente, se posiciona el BHA en la medida del primer punzado y se comienza con la operación. Se inyecta por *CT* abriendo los orificios. Se realiza la primera fractura por anular, levantando lentamente el *CT* hacia la posición siguiente. Se desplaza la fractura. Se espera decantación de arena.

En caso de ser necesario, se reversa para ajustar la altura de este tapón. El ciclo se repite hasta completar el total del programa.

5.13. Realizar flowback

Se toman las mismas recomendaciones mencionadas en los apartados anteriores (5.9, 5.7 y 5.3). En cuanto el pozo deja de devolver agente de sostén, este es conectado al separador trifásico para hacer medición de caudales de líquido y de gas.

5.14. Rotar TP9 composite

Se toman las mismas recomendaciones mencionadas en el apartado 5.8.

5.15. Desmontar CT

Se desmonta desde la BOP que se observa con el número 6 en el gráfico 2 hacia arriba. El resto del equipamiento se deja hasta que el pozo se pueda pasar al separador.

5.16. Completar flowback

Se realiza *flowback* en orificios ascendentes hasta llegar al máximo solicitado en el programa de ensayo de reservorios, observando que no produzca arena al pasar al orificio siguiente. Una vez que dejó de producir arena, por el máximo orificio solicitado, se lo conecta al separador para iniciar el ensayo y se desmontan los elementos del *CT* que quedaron sobre la armadura (elementos 2, 3, 4 y 5) del gráfico 2.

Ítem N°	Descripción	Size (inches)	Rating	ID (in)	Height (m)	Height (ft)	Height Partial (m)
1	Armadura (cliente)	4 1/16	10K	4,06	2,5	8,20	25
2	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	3,15
3	Cross Flow en "Y"	4 1/16"	10K	4,06	0,6	1,97	3,75
4	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	4,4
5	Brida adaptadora	4 1/16" a 7 1/16"	10K	7,06	0,3	0,98	4,7
6	Single Combi BOP	7 1/16"	15K	7,06	1,6	5,25	6,3
7	Cruz de Fractura (dos entradas de 3° 1502)	7 1/16"	10K	7,06	0,75	2,46	7,05
8	Brida doble esparragada	7 1/16" a 4 1/16"	10K	4,06	0,6	1,97	7,65
9	Válvula exclusiva manual	4 1/16"	10K	4,06	0,65	2,13	8,3
10	Lubricador	4 1/16"	10K	4,06	1,5	4,92	9,8
11	Quad BOP (ram total, ram corte, ram. cuña parcial)	4 1/16"	10K	4,06	1,75	5,74	11,55
12	Stripper packer	4 1/16"	10K	4,06	1	3,28	12,55
13	Cabeza inyectora				2,82	9,25	15,37
14	Cuello de cisne				2,41	7,91	17,78
	Total				17,78	58,33	

Tabla 4. Disposición de BDP con el montaje del CT.

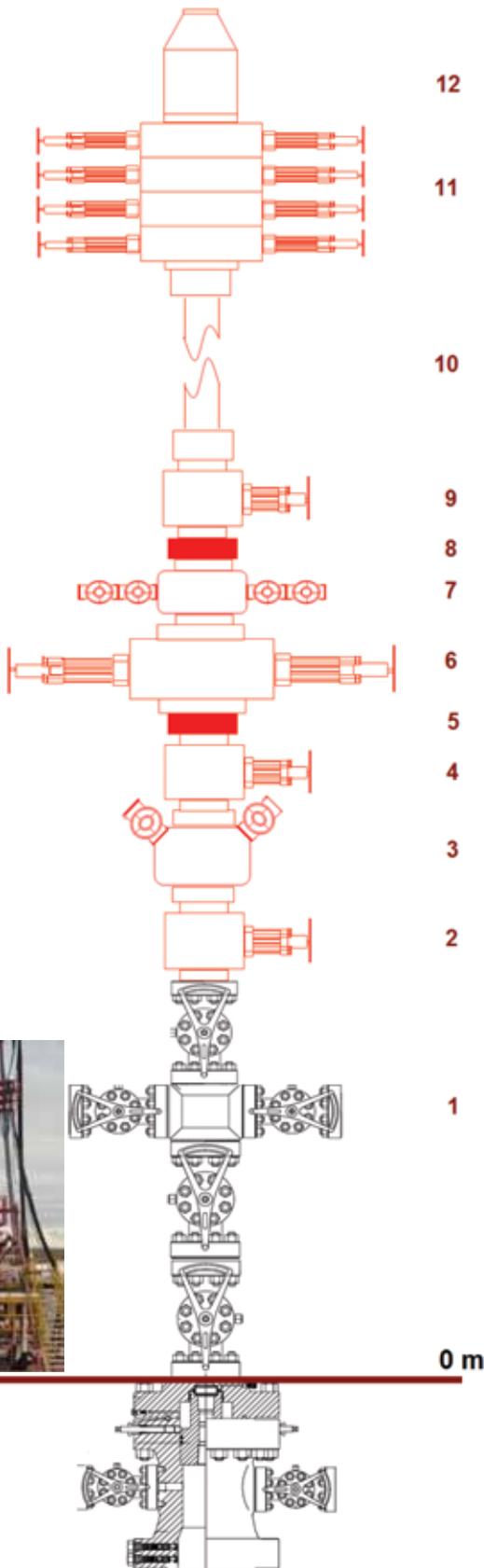


Gráfico 2. Disposición de la BDP para realizar *Jetting & Frac.*

Item	Descripción de la Herramienta	Tool O/D [mm]	Tool I/D [in]	Longitud [m]	Longitud [ft]
14					
13	Conector	81.280	1.600	0.225	0.738
12	Rótula	81.350	1.750	0.295	0.968
11					
10					
9					
8					
7					
6					
5					
4					
3	Desconector 5 pines x 6K Lb	81.350	1.750	0.233	0.764
2					
1					
	Barra de Peso	81.350	1.750	0.610	2.001
	Centralizador	89.000	1.750	0.305	1.001
	Hydra Jet:	89.000	1.000	0.225	0.738
	Centralizador	89.000	1.750	0.305	1.001
	Ball Sub	81.350	1.060	0.247	0.810
	Pata de Mula	81.350	1.750	0.205	0.673
Longitud Total del B.H.A.:				2.650 m	8.695 ft

Nota: Distancia desde los orificios del Jet a Pata de Mula de la herramienta =74,0

Gráfico 3. BHA para realizar *Jetting & Frac.*

5.17. Realizar ensayo por separador a planta

Se realiza el ensayo según solicitud de reservorios (normalmente se llega hasta 18 mm), produciendo el pozo a planta. En esta etapa, en general se corren 2 PLT por distintos orificios.

6. Layout de locación

Debido a que el pozo se termina bajo dos metodologías bien diferenciadas, se distinguen 2 montajes en planta que difieren uno del otro por los distintos recursos empleados para su ejecución. Estos *layouts* pueden observarse en los gráficos 4 y 5.

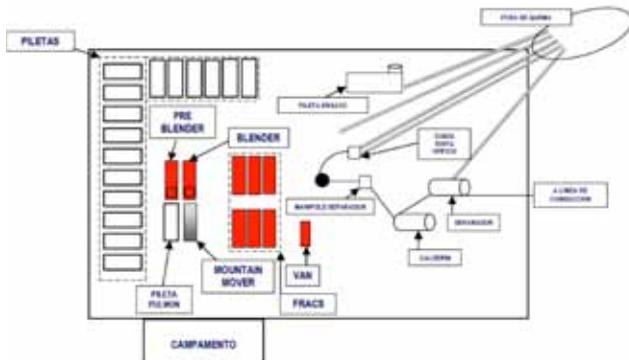


Gráfico 4. **Layout Lajas.**

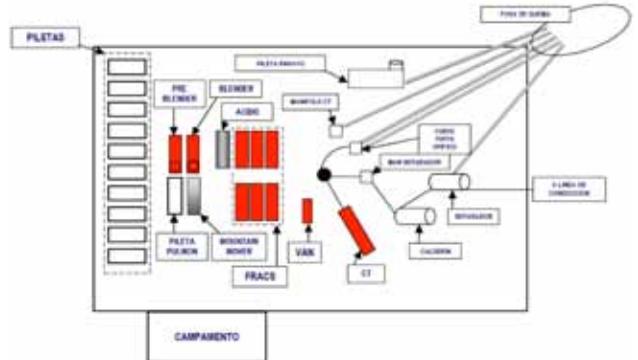


Gráfico 5. **Lay Punta Rosada.**

7. Conclusiones

Con esta metodología, se han mejorado los tiempos de terminación, respecto a los años anteriores, pudiendo llegar a realizar en Punta Rosada 7 fracturas en 35 hs (el mínimo tiempo anterior era 7 fracturas en 72 hs), con lo que a su vez se minimiza el tiempo de contacto de fluido inyectado a formación, comenzando rápidamente el *flowback*.

Para que estas mejoras en tiempo se vean reflejadas en la práctica, es necesaria una muy buena programación previa, realizando un análisis de los cuellos de botella para no tener tiempos muertos (en especial la coordinación de provisión de agua a la locación).

Se están realizando las completaciones de *tight gas* usando dos sistemas distintos de completación y estimulación, maximizando y aprovechando los beneficios de cada sistema.

En la curva de aprendizaje, se han mejorado pozo a pozo los tiempos de terminación, entendiéndose que hay un tiempo físico que no se puede acortar.

Se está evaluando el costo/beneficio de realizar las operaciones de *Jetting & Frac* 24 hs/día, aunque el principal obstáculo son los RR.HH.

La arquitectura del pozo y configuración *monobore* minimiza problemas con herramientas (ya que todas son rotatables), y como se mencionó anteriormente economiza las terminaciones, ya que se prescinde de equipos de torre.

Por último, queda destacar que hay muchas oportunidades de mejora que se van detectando y tratando de mejorar con el correr de las intervenciones (una de ellas es el uso de un separador de arena para poder medir fluidos durante el *flowback* con el separador). ■