

HERRAMIENTA SELECTIVA DE ESTIMULACION ACIDA (APLICACIÓN PARA DIVERGENCIA MECANICA)

Sanchez, Juan juan.sanchez.a@ypf.com / Durango, Octavio octavio.durangoalcala@ypf.com / Ávila, Luis luis.avila@ypf.com / Aguilar, Mauro mauro.aguilar@ypf.com / Diego, Sebastian sebastian.g.diego@ypf.com

YPF

Sinopsis

La estimulación con ácido es utilizada frecuentemente como método de incremento de permeabilidad para pozos productores de petróleo y pozos inyectores de agua impactando directamente en la productividad de los pozos. El éxito del tratamiento depende de un buen diseño, la selección del ácido e incluso la operación en el pozo.

Actualmente más del 90% de las operaciones de estimulación de zonas productoras en el yacimiento Puesto Molina se realizan con ácidos matriciales, aislando las mismas con herramientas de fijado y hermeticidad independientes (Tapón y Packer), en cada zona posterior a la estimulación se ejecuta el proceso de recupero del tratamiento en conjunto con los fluidos de la formación.

Estas operaciones de estimulación y ensayo en promedio insume alrededor del 25% del Costo total de la intervención y 10% del tiempo. Ante la necesidad de hacer rentable la intervención del pozo se hizo indispensable desarrollar técnicas que optimicen los tiempos operativos que impacten directamente en el costo de la intervención y asegurando la productividad del pozo mediante el éxito de la estimulación.

La técnica denominada “Acido-Selectivo” consiste en la utilización de un BHA con una configuración de empacadores, y la utilización de un mecanismo de válvula de apertura para lograr que la estimulación de dos zonas en forma selectiva con un único bombeo, y a su vez ensayar las mismas en conjunto disminuyendo notablemente los costos por cargos del Set de estimulación, horas operativas de equipo de torre, y garantizando el bombeo de los volúmenes requeridos para cada zona.

En el presente documento se pretende hacer conocer una nueva metodología de trabajo para estimulaciones múltiples en pozo del yacimiento Puesto Molina y su impacto en la reducción de tiempos y costos.

Introducción

En el yacimiento Puesto Molina el incremento de la productividad de los pozos se basa en remover el daño que existe en las paredes cercanas al pozo por lo cual se realizan como mínimo 2 estimulaciones matriciales.

Antes el problema de métodos de divergencia convencionales poco eficientes se generó la necesidad de buscar nuevas herramientas y/o metodologías que optimicen dicho tratamiento asegurando los volúmenes inyectados a formación y sin impactar en tiempos y costos de la intervención del pozo.

A continuación se detalla una metodología alternativa de estimulación a los métodos convencionales que aseguran una operación controlada y eficiente.

Yacimiento Puesto Molina

El yacimiento Puesto Molina se encuentra ubicado dentro del ámbito de cuenca Neuquina, al Norte del Yacimiento Puesto Hernández. Se desarrolla a ambos márgenes del Río Colorado, introduciéndose en las Provincias de Mendoza (departamento de Malargüe) y Neuquén (departamento Pehuenche) cubriendo una superficie aproximada de 63 km² (Imagen 1).

El Yacimiento comprende varias áreas, entre las que destacan: Puesto Molina, Lomas del Melón y algunos pozos del Yacimiento Pata Mora. Se encuentran en producción 71 pozos productores y 42 inyectores de agua.

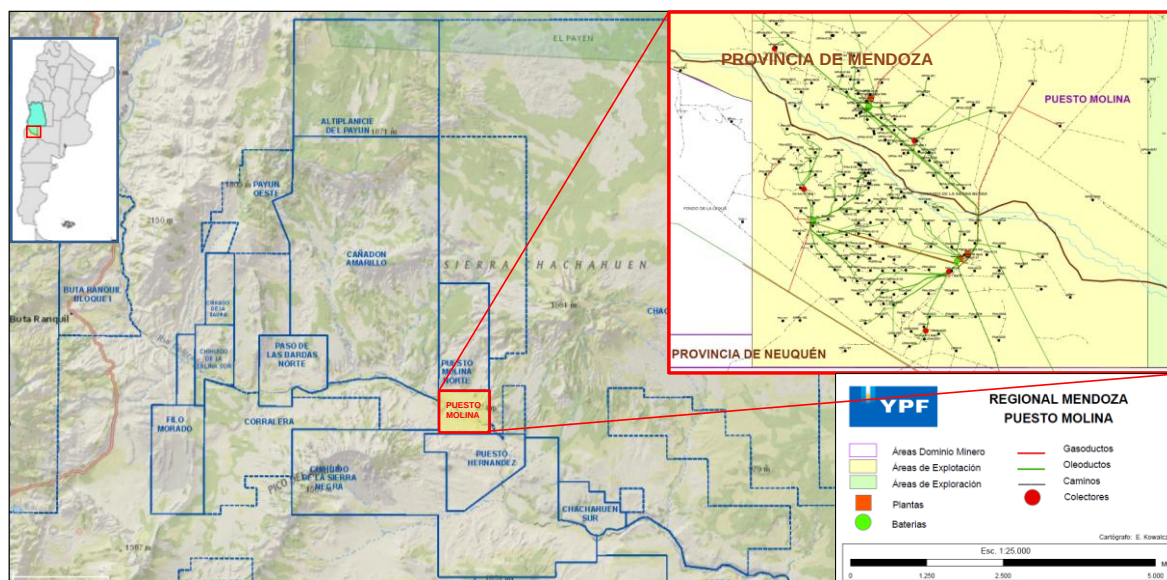


Imagen 1: Mapa de ubicación del área Puesto Molina.

La exploración en el área comenzó en 1968 con la primera perforación que comprobó la existencia de gas carbónico en los niveles de la Formación Huitrín y el tope de la Formación Mulichinco. La primera evidencia de petróleo se comprobó en octubre de 1969, para la Formación Mulichinco.

En septiembre de 1981 se comprobó la presencia de hidrocarburos en el Miembro La Tosca, de la Formación Huitrín y ello dio origen a la explotación comercial del yacimiento Puesto Molina.

El año 1983, fue el mejor momento del yacimiento con 83 pozos de petróleo activos. Se refleja un mantenimiento del potencial de petróleo del campo a partir del año 1986, con inicio del proyecto de recuperación secundaria. Actualmente se produce con un corte de agua del 95 % de Agua e impurezas en todo el campo.

En los últimos 23 años se buscó mantener las presiones del reservorio por intermedio de la inyección de agua a las formaciones sin embargo la presencia de parafinas, carbonatos y asfáltenos obligan a la utilización de bombes a caudal matricial de ácidos con el objetivo de remover incrustaciones de la formación y aumentar de esta manera la productividad de los pozos.

Experiencia en la zona de Estimulación mediante divergencia mecánica y/o química

La técnica divergencia durante las estimulaciones nace ante la necesidad de estimular capas productivas de varios intervalos punzados en conjunto. La estimulación de múltiples punzados en la misma operación se logra bloqueando temporalmente ciertos intervalos, ya sea por medios mecánicos y/o químicos, forzando así que el ácido sea inyectado posteriormente en los intervalos restantes.

Es importante mencionar que con los métodos convencionales de divergencia se estima que la primer porción del tratamiento ácido es inyectado inicialmente a la zona con mayor permeabilidad y con el uso de estos divergentes bloquean temporalmente los punzados con mayor permeabilidad de manera tal que el fluido sea inyectado posteriormente a las zonas de permeabilidades más bajas.

Generalmente los métodos divergentes son considerados para tratamientos ácidos matriciales cuando los intervalos punzados superan los 5 metros de longitud o cuando estas capas están separadas hasta 20 metros de longitud. En el yacimiento Puesto Molina Superando los 20 metros de distanciamiento las capas son estimuladas individualmente.

En la práctica ya se han probado métodos divergentes como bolas de polímero biodegradables como divergentes mecánicos y ácido benzoico gelificado como divergente químico los cuales no presentaron buenos resultados obligando a buscar nuevas técnicas que permitan estimular capas cercanas. Ambas técnicas no garantizar el ingreso selectivo de los volúmenes de tratamiento deseado en las zonas de interés.

Primeramente, se realizaban tratamientos individuales para los cuales se requiere de la utilización de Tapón (TPN) y empacador (PKR), donde se realiza la primera estimulación, luego se maniobran las herramientas, se realiza la segunda estimulación, se vuelve a maniobrar el conjunto abarcando las dos zonas estimuladas, y se procede a ensayar las mismas en conjunto. Existe un riesgo asociado a esta operación de comunicación de las capas punzados en el transcurso del bombeo y además un daño a la formación debido a que el primer ácido permanece un tiempo de al menos 5 horas en formación, generando el decantando de finos.

Otra técnica era utilización de la configuración de TPN mas PKR y PKR doble, se realizan las dos estimulaciones y los ensayos por separado. Este método Mitiga la comunicación entre punzados por la utilización del PKR Doble y no deja el ácido tiempos prolongados en la operación pero implica mayor costo y tiempos operativos, debido a que se requieren más maniobras para llevar a cabo la operación.

Descripción de la Herramienta “Acid Frac Selectivo”

La metodología en principio fue diseñada para trabajar en pozos de cañería de aislación de 5 1/2 pulgadas y con cañería de maniobra de 2 7/8 pulgadas

Para llevar a cabo el método de ácido-selectivo, se diseñó una sarta de trabajo constituida por una configuración de empacadores convencionales, donde se le incluye una válvula camisa derivadora de fluido (CDF) la cual se acciona con una bola.

La primera herramienta de la sarta de trabajo es un empaquetador recuperable (TKR1) accionado por rotación que tiene como función principal aislar las 2 capas de interés, ubicado debajo de la válvula derivadora de flujo. Esta herramienta se puede distanciar de las otras por intermedio de cañería de maniobra.



Imagen 2: Empacador modelo TKR1

La válvula derivadora de Flujo (CDF) es un sistema de camisa con puertos de circulación de apertura por medio de una bola mecánica.

Modelo	Herramienta			Tensión máxima	Presión máxima Antes de accionar	Bola acero	Área de Puentes "A"	Área de Pasaje "B"	Conexión
	OD	ID	Long.						
	in	in	in				in ²	in ²	
0557 2780	mm	mm	mm	lbs	psi	in	cm ²	cm ²	2 7/8" EUE
	3.75	1.49	31.49	187,000	9,000	1 3/4"	3.23	1.76	
	95,25	38	800				20,84	11,34	

Mayor presión de corte de pines: 3,019 psi

Menor presión de seteo: 301 psi



Imagen 3: válvula CDF

La válvula CDF se baja cerrada de manera tal de permitir el flujo continuo por el interior de la misma, cuando ya no se requiere dicho pasaje se lanza una bola aislando el pasaje inferior de la válvula hasta que la presión corta los pines de la misma generando el desplazamiento de la camisa y la apertura de los puertos de circulación. Durante la recuperación del fluido, se logra que la bola se desplace hacia el cuello de su alojamiento permitiendo el flujo por el interior de la camisa simultáneamente con los puertos de circulación.

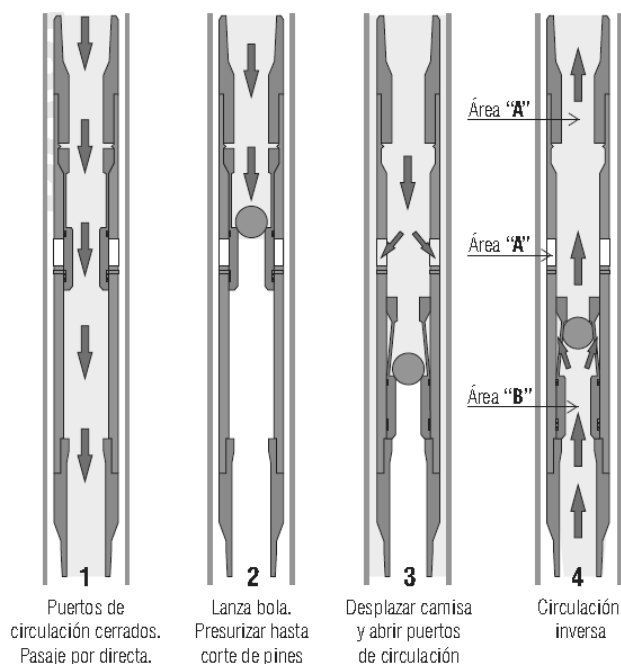


Imagen 4: Funcionamiento de la válvula CDF

Por último el conjunto se completa con un empaquetador doble recuperable (TKD1) accionado por peso el cual separa la capa superior del resto del pozo.



Imagen 5: Empacador doble modelo TKD1

Al pozo se baja diseño, compuesta por el empaquetador accionado por rotación (TKR1), unión de seguridad, tubing de 2 7/8 pulgadas de espaciadores, la válvula CDF, tubing de 2 7/8 pulgadas de espaciadores y empaquetador Doble de peso (TKD1).

La puesta en profundidad de la herramienta se realiza mediante la asistencia de un perfil Gamma Ray y cuenta cuplas, una vez posicionada la herramienta se fijan ambos empaquetadores dejando aislada la zona superior de la inferior.

Una vez posicionado el conjunto de fondo compañía de estimulación, realiza el primer ácido matricial a la zona inferior. Finalizado el primer tratamiento, se realiza desplazamiento hasta empaquetador, se retira la línea, se arroja bola y se vuelve a coloca línea. Con bombeador se presuriza la cañería para abrir la camisa CDF, dejando la directa obstruida con la bola y abiertos los puertos de circulación laterales. Inmediatamente seguido a la apertura de la camisa, se realiza el segundo Acido Matricial a la zona superior. Finalmente Desmonta líneas, arma instalación de pistoneo, ensaya zona superior e inferior en conjunto.

Resultados y Conclusiones

Actualmente esta nueva técnica de divergencia mecánica se utilizó en tres operaciones de la zona del yacimiento Puesto Molina para tratamientos ácidos matriciales las cuales contaban con un distanciamiento entre punzados de 2 a 4 metros. En los 3 pozos la utilización de la metodología fue exitosa sin inconvenientes mecánicos de la herramienta asegurando la inyección de los volúmenes deseados en las capas según diseño.

Se redujo un 25% del tiempo de operación con respecto a una operación de TPN y PKR y un 60% con respecto a la utilización de un empacador doble por sí solo.

La metodología no solo trae aparejado la reducción de tiempo sino beneficios adicionales como eliminación del riesgo de comunicación de las capas punzadas cercanas, eficiencia del uso del equipo de estimulación en superficie reduciendo 2 operaciones en 1 y rápida recuperación del ácido a superficie.

La principal limitación de la técnica con respecto a los divergentes químicos y a los mecánicos tipo bolita, es que solo se pueden estimular únicamente 2 capas en forma consecutiva separadas no menos de 2 a 4 metros.

Esta técnica también puede utilizarse para Fracturas Ácidas pero con algunas modificaciones del sistema para trabajar bajo presiones más altas de trabajo como un cabezal en superficie, que permita inyectar la bola cuando el sistema todavía se encuentra sometido a presión.

Anexo I

Secuencia operativa:

- ✓ Se baja diseño, compuesta por PKR(TKR1) + US + TBG + Válvula CDF+ TBG + PKR Doble TKD1.
- ✓ Se ponen en profundidad las herramientas, utilizando GR y CCL fino
- ✓ Se fijan los PKR's dejando aislada la zona superior de la inferior.
- ✓ Monta compañía de estimulación, realiza 1° Acido Matricial a la zona inferior.
- ✓ Finalizado el primer tratamiento, se realiza desplazamiento hasta PKR, se retira la línea, arroja bola por directa, se vuelve a coloca línea.
- ✓ Con bombeador se presuriza directa abriendo camisa CDF con 2200 psi, (dejando la directa obstruida con la bola y abierto el lateral de la misma). Inmediatamente seguido a la apertura de la camisa, se realiza 2° Acido Matricial a la zona superior.
- ✓ Desmonta líneas, arma instalación de pistoneo, ensaya zona superior e inferior en conjunto.

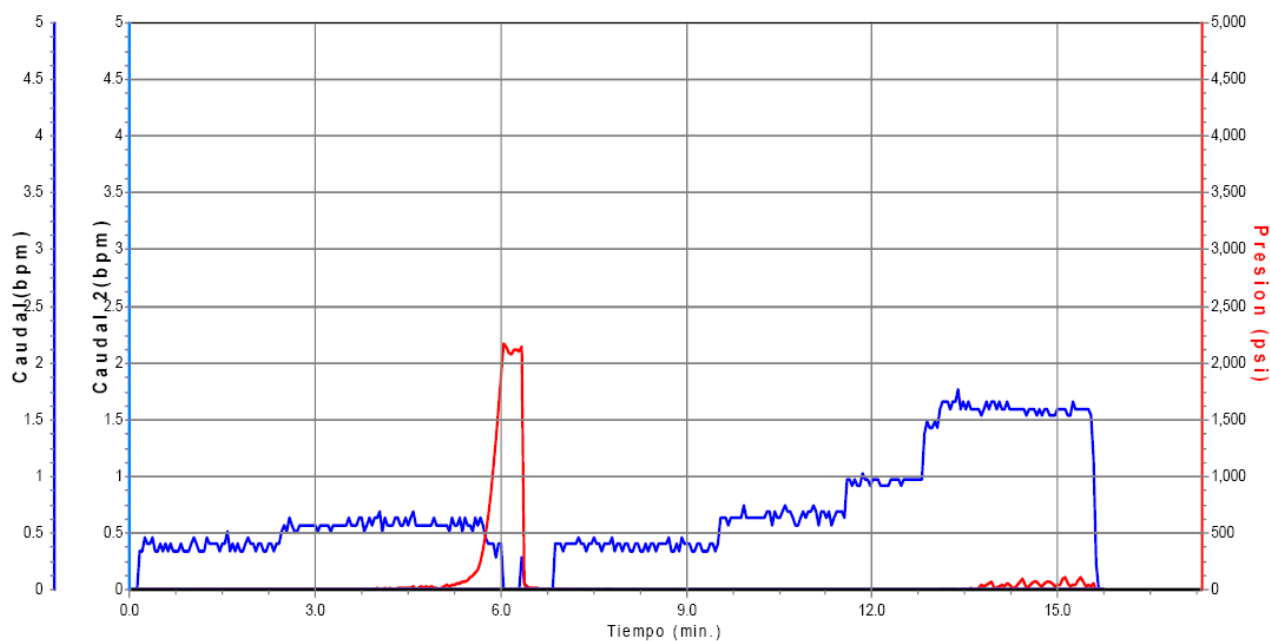
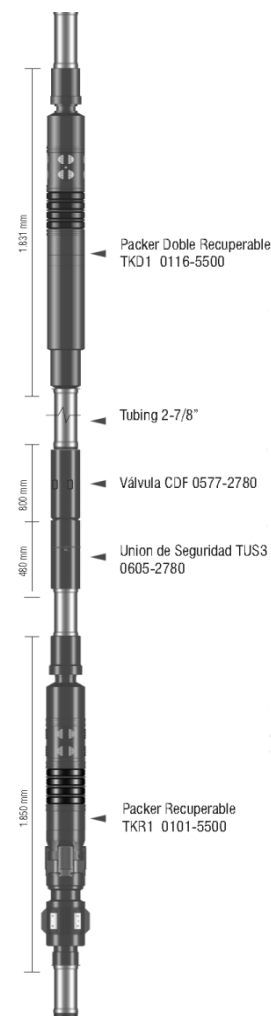


Imagen 6: Carta de presiones y caudales con apertura de camisa (min 6)

Anexo II



Foto 1: Válvula CDF en pozo del Yacimiento Puesto Molina



Foto 2: Bola de Válvula CDF asentada

Referencias

- Steffani, Inda, Ramirez, Gonzalez, Vazquez, Hernandez, Sors, Narvaez. Increasing Production Through Selective Acid Stimulation With Coiled Tubing and Self-Aligning Dynamic Divergent Tool: Mexico Offshore Region Case History 179079-MS SPE Conference Paper – 2016.
- Sutton G., Roberts L.; Paraffin Precipitation During Fracture Stimulation 4411-PA SPE Journal Paper - 1974
- R. Garza, A. Sadana, S. Khatiwana, P. Duan, Novel Degradable Polymeric Composite balls For Hydraulic Fracturing, 2017. OTC-27905 – MS
- B. Williams, D. Nierode, Design of Acid Fracturing Treatments, 1972, Journal of Petroleum Technology
- T. Wayne principles Of Acid Stimulation, 1982, SPE 10038

Autores

SANCHEZ ACOSTA, JUAN MANUEL

juan.sanchez.a@ypf.com

Ingeniero Mecánico de la Universidad Tecnológica Nacional de La Plata. Tiene 4 años de experiencia en la industria del petróleo y gas dentro del sector de Perforación y Workover de YPF. Actualmente se desempeña como ingeniero de Workover para la Unidad de Negocios Mendoza Sur. Sus principales funciones fueron Company Man de Workover, Ingeniero de Terminación y Workover.

OCTAVIO JOSE DURANGO

octavio.durangoalcala@ypf.com

Ingeniero de Petróleo de la universidad de Zulia Venezuela. Cuenta con más de 17 años de experiencia en basada principalmente en empresas operadoras como YPF y PDVSA. Al presente se desarrolla en YPF como Jefe de Ingeniería de Workover para la regional Mendoza. Su experiencia se basa fundamentalmente en pozos Convencionales y No Convencionales de la Cuenca Neuquina y Golfo San Jorge.

AVILA, LUIS WALTER

luis.avila@ypf.com

Ingeniero en Petróleo de la UNPSJB, tiene más de 20 años de experiencia en Perforación &WO. Ha trabajado en las cuencas del Golfo San Jorge, Neuquina y del Noroeste en las cuales se ha desempeñado como Company Man, Supervisor, Ingeniero, Jefe de Ingeniería y Jefe de Operaciones. Actualmente es Jefe de P&WO para YPF SA en la Unidad de Negocios Mendoza Sur.

MAURO AGUILAR

mauro.aguilar@ypf.com

Ingeniero Industrial Universidad de la Patagonia San Juan Bosco, posgrado en ingeniería en Reservorios universidad Nacional de Buenos Aires y MBA de Schulich School of Business - York University. Tiene más de 10 años de experiencia en empresas como Halliburton, Weatherford, y Tenaris; actualmente se desarrolla en YPF como Ingeniero en Workover. Trabajó en la industria petrolera en países como Argentina, Perú, Bolivia, Brasil, México y España. Sus principales funciones fueron Consultor Estratégico, Asesor Técnico Comercial, Ingeniero de Proyecto e Ingeniero de Workover.

DIEGO, SEBASTIAN GABRIEL

sebastian.g.diego@ypf.com

Ingeniero de petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Tiene más de 12 años de experiencia en la industria del petróleo y gas dentro de empresas Upstream de primera de primera línea como Occidental Petroleum Corporation, Vintage Petroleum y Crown Point Energy. Actualmente se desempeña como ingeniero de proyecto de workover para YPF en la Unidad de Negocios Mendoza Sur.