

Lecciones aprendidas por cambios de puntos de inyección realizados en pozos productores de aceite de campos maduros para la optimización de la producción

Erick Jiménez Alamilla
Óscar Noé Ruiz Maldonado
Pemex

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado y corregido en 2021

Resumen

En campos maduros la energía del yacimiento no es la suficiente para que los fluidos provenientes de la formación productora en el pozo lleguen hasta superficie, por lo que se implementan sistemas que le adicionen energía y permitan la producción de los hidrocarburos.

La optimización de la producción en pozos de esos campos se vuelve una tarea cotidiana debido a los cambios que existen en las condiciones de flujo, principalmente por la irrupción de fluidos no deseados, la declinación de la presión del yacimiento, el deterioro de los componentes mecánicos del sistema integral de producción, depósito de incrustaciones orgánicas y/o inorgánicas, daño en la formación productora, etc.

En los campos analizados se emplea el bombeo neumático (BN) continuo como sistema artificial de producción, donde es indispensable el monitoreo de la presión de inyección disponible, el volumen de gas inyectado en el pozo y el índice de aprovechamiento del gas inyectado con respecto al líquido producido.

Los pozos cuentan con aparejos de producción en su mayoría, con múltiples mandriles de gas de BN, con el propósito de realizar en un futuro la profundización del punto de inyección y optimizar la producción de estos.

Cuando se detecta que las condiciones de operación de estos pozos no son las idóneas, es necesario realizar un análisis que permita identificar la mejor alternativa para restablecer sus condiciones. En este artículo se mencionan algunos métodos para diagnosticar cuando se requiere cambiar el punto de inyección, los retos que pudieran presentarse durante su ejecución y se muestran las lecciones aprendidas de los resultados obtenidos.

Palabras clave: Sistema artificial, bombeo neumático continuo, campos maduros, cambio de punto de inyección, incrustaciones inorgánicas, optimización bombeo neumático.

Learned lessons on injection point changes in producing wells from mature oil field for production optimization

Abstract

Reservoir energy in mature fields is not enough for fluids to flow from the producing formation in the well to the surface, whereby artificial systems are implemented to add energy and allow hydrocarbons production.

In these fields, production optimization becomes a daily task due to the changes that exist in flow conditions, mainly due to the irruption of unwanted fluids, decline reservoir pressure, deterioration of mechanical components in the integral production system, deposit of organic and/or inorganic scale, formation damage, etc.

In the analyzed fields, gas lift is used as an artificial production system, where it is important to monitor the available injection pressure, the volume of gas injected into the well and the index of injected gas between produced liquid.

Most of the wells have production rigs with multiple gas lift mandrels, with the purpose of deepen the injection point in the future and optimize their production. When is detected that the operating conditions of these wells are not optimal, is necessary to develop an analysis to identify the best alternative to restore their conditions. This article mentions some diagnostic methods to identify when it is necessary to change the injection point, the challenges that may be presented during the operations and shows the lessons learned from the results.

Keywords: Artificial lift, continuous gas lift, mature oil field, injection point deeper, inorganic scale, gas lift optimization.

Introducción

En México el sistema de producción artificial principal usado en pozos petroleros costa fuera es el bombeo neumático (BN) continuo, el cual es un sistema artificial de explotación, que se utiliza para elevar los líquidos con la inyección de gas a través de aligeramiento de la columna y empuje del gas por expansión. Tiene la versatilidad de manejar volúmenes de aceite desde los 200 hasta los 10 000 barriles por día o más, no importa si el pozo tiene alto grado de inclinación, es muy profundo o tiene alta temperatura; posee versatilidad en las instalaciones al no ocupar grandes espacios y poder suministrarse a través de una red de gas a alta presión, etc.

Se requiere de un buen diseño, monitoreo y análisis constante del comportamiento de las condiciones operativas, para mantener los pozos con este tipo de sistema en condiciones óptimas.

Los puntos principales para determinar la profundidad a la cual se coloca el punto de inyección son:

- Gradiente de presión de fluido del pozo.
- El nivel estático de la columna de líquidos dentro de la tubería de producción.
- La presión de gas de BN disponible en la red de distribución.
- La relación de producción por recuperar.
- Configuración de las tuberías de producción.
- Caídas de presión desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo
- RGA.

Cuando el punto de inyección empieza a perder eficiencia, esto debido a que dentro del pozo la columna de líquidos

que se encuentra por arriba de la profundidad del punto de inyección ha disminuido, existe menor miscibilidad y resistencia al flujo del gas inyectado, como consecuencia la velocidad del gas aumenta presentándose un efecto de resbalamiento de líquidos disminuyendo la producción de éstos; para mantener el volumen de producción de líquidos es necesario incrementar el gasto de inyección de gas de BN generando un efecto de succión y arrastre, sin embargo, conforme siga disminuyendo la columna de líquidos, llegará un punto que la velocidad del gas será tan alta que ocasionará colgamiento de líquidos en la tubería dando como resultado la disminución de la producción en superficie y baja eficiencia del sistema.

La disminución de la columna puede deberse a diversos factores:

1. Disminución en la presión del yacimiento. Este efecto dependerá del ritmo de extracción que se tenga en el yacimiento, por lo general se da en tiempos prolongados, sin embargo, en yacimientos volumétricos este efecto se puede dar en meses afectando la producción de líquidos de manera drástica.
2. Incremento en el corte de agua producido. Al ser el agua un líquido de mayor densidad que el aceite, ocasiona que la columna sea más pesada y por lo tanto la presión del yacimiento no alcance a levantarla a la misma altura de cuando solo era aceite o se tenía menor corte de agua.
3. Restricciones en el aparejo de producción. Depósito de orgánicos o incrustaciones inorgánicas, las cuales se presentan por debajo de la profundidad del mandril, restringiendo el paso de los fluidos hasta la

profundidad del punto de inyección presentándose en períodos de tiempo cortos y de forma abrupta. El ritmo de depósito depende de las propiedades del fluido y de la diferencial de presión y temperatura que se presenta en el transporte de fluidos dentro del aparejo de producción.

4. Daño a la formación. Se puede presentar por la misma extracción de fluidos del yacimiento por acarreo y precipitación de finos, generación de depósitos orgánicos e inorgánicos en la cara de la formación, uso de fluidos para control de pozo, etc; esta problemática es muy similar en su comportamiento a una restricción del aparejo por debajo de la profundidad del punto de inyección, por lo que se recomienda confirmarlo por medio de una toma de información (registro de presión de fondo cerrado y curva de decremento) y análisis nodal a través del modelo de flujo multifásico.

Para los primeros dos casos es necesario realizar una profundización del punto de inyección para restablecer producción y estabilizar las condiciones operativas del pozo. Para el punto tres será necesario realizar una limpieza del aparejo de producción con solventes y/o ácidos, preferentemente con asistencia de equipo de tubería flexible para mayor efectividad, mientras que para tratar el daño a la formación se debe efectuar una estimulación matricial.

Para ejecutar el cambio de punto de inyección es necesario contar con equipo de línea de acero, herramienta pateadora y tubería flexible. La operación para profundizar el punto de inyección en pozos con varios mandriles de BN y válvulas, consiste en bajar con TF y trompo difusor para limpiar el bolsillo del mandril con ácido y/o solvente removiendo cualquier tipo de depósito que pudiera interferir en la recuperación de la válvula, posteriormente se baja a calibrar con línea de acero y una herramienta del mismo diámetro a la herramienta pateadora para asegurar que no exista restricción alguna. Después se baja con la herramienta pateadora y se pesca la válvula alojada en el bolsillo del mandril para ser recuperada, posteriormente con la línea de acero se introduce la válvula ciega (sin orificio) para obturar el mandril y dejar operando el siguiente mandril más profundo que debe contar con válvula con orificio para inyectar gas de BN.

Métodos de diagnóstico

Monitoreo y análisis de las condiciones operativas

Para determinar el cambio de punto de inyección por comportamiento de un pozo con bombeo neumático continuo es necesario analizar las condiciones de operación críticas, las cuales son el comportamiento de presión en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento (PTR), el gasto de inyección (Qgi), la presión de la tubería de producción en la cabeza del pozo (Ptp), la producción o corte de agua, la temperatura en cabeza y la presión disponible de inyección del gas de BN.

Teniendo los siguiente efectos y tendencias:

- Disminución en la Ptp
- Incremento del valor del Qgi
- Disminución de la temperatura en la cabeza del pozo
- Disminución o mantenimiento en el valor de la PTR
- Incremento o mantenimiento del corte de agua ($\geq 10\%$)
- Mantenimiento de la relación gas-aceite
- Disminución en el gasto de líquido
- Índice de aprovechamiento del gas de BN

En la **Figura 1** se observan las condiciones de operación de un pozo con sistema de levantamiento de bombeo neumático continuo, en el cual se aprecia la caída de presión en cabeza (verde) por incremento en el corte de agua, disminución de la presión en espacio anular o TR (negra) al disminuir la columna de líquidos en el aparejo sobre el mandril operante, así como, decremento de la temperatura (morada) debido a que se tiene mayor gas en superficie derivado al mayor consumo de gas de BN y la disminución en el aporte de líquidos en superficie.

Los parámetros de mayor impacto son la PTR, Qgi, Ptp, siendo determinantes en la detección de esta problemática del pozo.

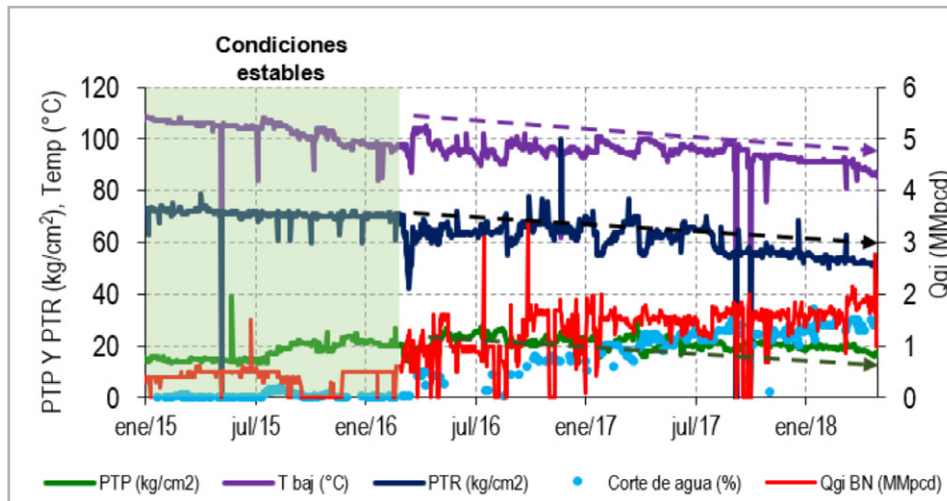


Figura 1. Condiciones de operación de un pozo que pierde eficiencia de levantamiento por gas de bombeo neumático por incremento en el corte de agua.

Tomas de información con registros de presión-temperatura y modelo de flujo multifásico

La toma de información con registro de presión-temperatura de fondo cerrado y fluyendo constituye una buena herramienta para verificar la condición de operación del punto de inyección. Es necesario un perfil continuo o por estaciones a profundidades estratégicas a través de todo el aparejo de producción, esto para obtener el perfil de presión y temperatura a pozo fluyendo con el gas de BN alineado y el nivel de la columna de líquidos.

A continuación, se presenta un ejemplo de un pozo que posee tres mandriles con válvulas de orificio a profundidades de 1,731, 2,012 y 2,247 metros, al que se le realizó una toma de información de presión de fondo fluyendo con sensor de presión-temperatura en donde se determinan las tendencias de presión para la fase de líquidos y de mezcla (gas-líquido) y se calcula la intersección resultando para este caso en 1940 metros verticales como se observa en la Figura 2.

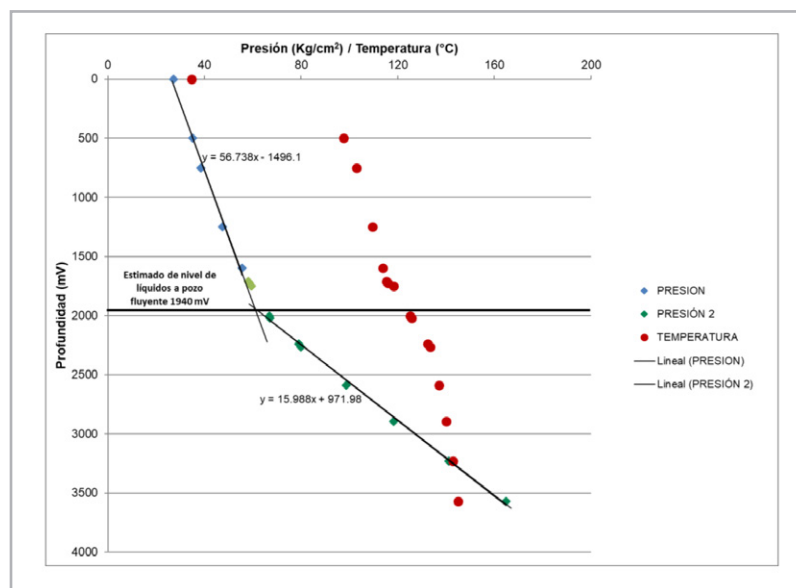


Figura 2. Perfil de presión-temperatura a pozo fluyendo y cálculo de tendencias de presión.

Con ayuda del modelo de pozo de flujo multifásico (MMF) PROSPER®, ajustado al último aforo y los perfiles de presión y temperatura de la toma de información se procede a verificar la diferencial de presión entre el espacio anular y la presión en la tubería a la profundidad del punto de inyección. En la **Figura 3** se aprecia el ajuste de los perfiles con el modelo y también se aprecian las profundidades de los mandriles, siendo evidente que el primer mandril el cual se encontraba operando estaba a una profundidad somera a la requerida. En la **Figura 4** se observa el cálculo de las

diferenciales de presión con la que opera el primer mandril y con la cual estaría operando el segundo de 21.3 kg/cm² y 13.9 kg/cm² respectivamente.

Considerando que el diseño se realiza con una diferencial de presión adicional de 7 kg/cm² a la profundidad de la válvula de BN por el cambio de flujo del gas del espacio anular hacia al orificio, así como un margen de presión por las variaciones de la red de BN, se define que es necesario realizar el cambio de punto de inyección al segundo mandril.

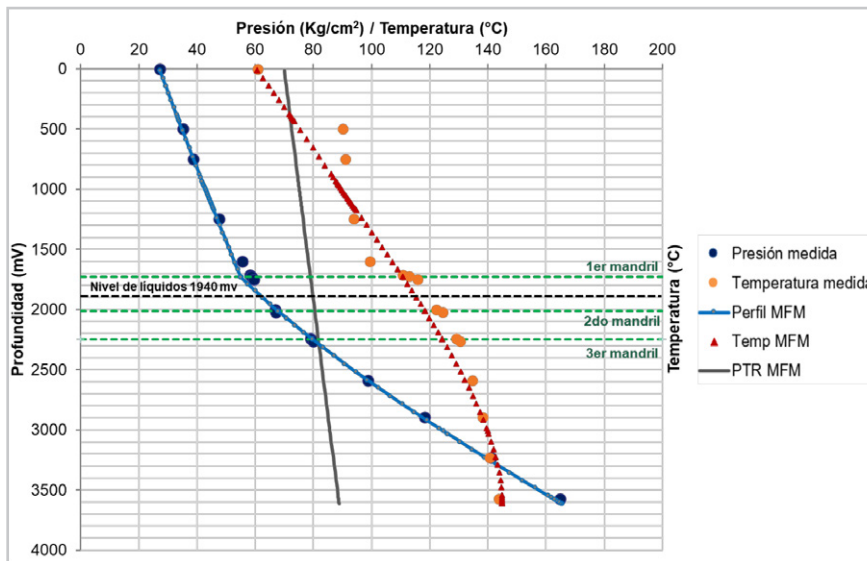


Figura 3. Perfil de presión-temperatura a pozo fluendo y cálculo de tendencias de presión.

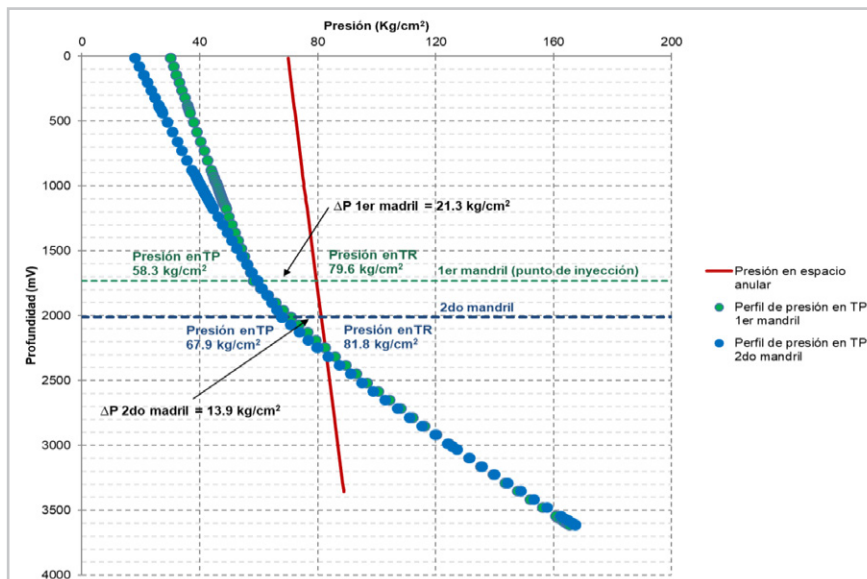


Figura 4. Perfil de presión a pozo fluendo y del espacio anular, cálculo de diferencial de presión a la profundidad de los mandriles.

En la **Figura 5** se observa el comportamiento del colgamiento de líquidos del pozo operando con los mandriles a diferente profundidad, donde el colgamiento de líquidos cercano a la

superficie es mayor con el mandril que opera a una mayor profundidad, lo que se refleja en mayor producción de líquidos en superficie.

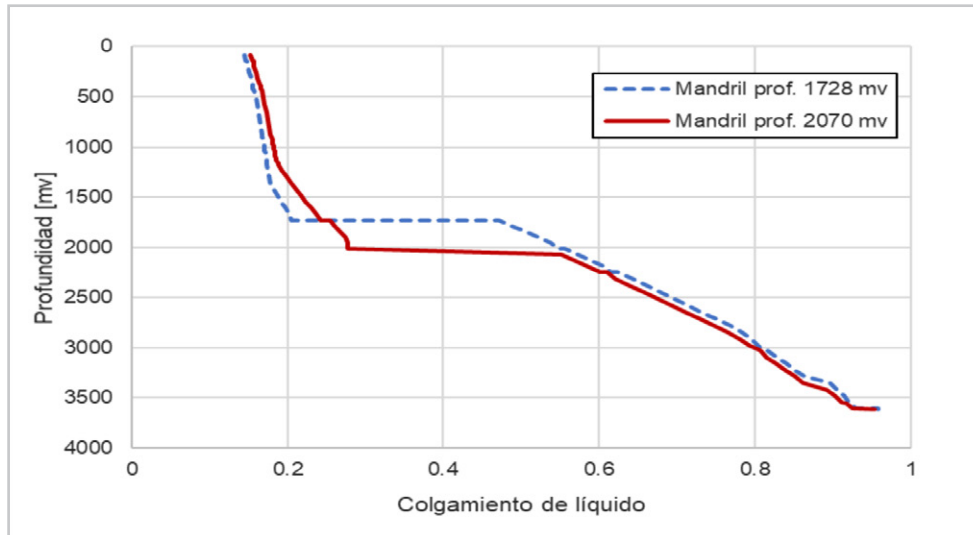


Figura 5. Perfil de colgamiento de líquidos del pozo operando con mandriles a diferentes profundidades.

Por último, en la **Figura 6** se compara el comportamiento de régimen de flujo en el mapa de Taitel-Dukler obtenido mediante el software Prosper, en el cual se aprecia que con el punto de inyección somero la velocidad del gas es mayor

ocasionando un flujo completamente anular, mientras que para el mandril más profundo entra en la fase de espuma optimizando el levantamiento de líquidos a superficie.

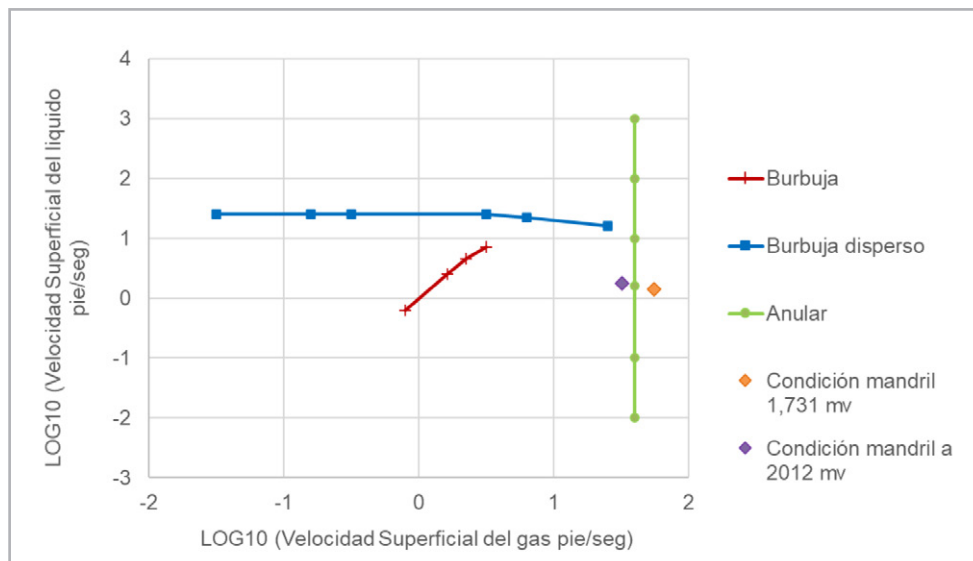


Figura 6. Mapa de régimen de flujo Taitel-Dukler, (PROSPER).

Otro método es mediante la *tecnología de trazadores por medio del gas de BN*, que consiste en inyectar un fluido por el espacio anular del pozo con el gas de BN, pero que no se encuentre contenida en la composición de éste, midiendo la concentración de trazador que retorna a superficie, la cual es graficada en función del tiempo para calcular la profundidad del punto de inyección; además, en caso de existir múltiples puntos de admisión del gas también determina el porcentaje de gas inyectado en cada uno de ellos, por ejemplo cuando se tienen en el aparejo varios mandriles obturados que pudiesen tener pase o con válvulas con orificio que presenten interferencia de inyección de gas, y tomar decisiones para optimizar el sistema.

Retos en los cambios de punto de inyección

Durante el periodo 2017-2018 se llevó a cabo una campaña de cambios de puntos de inyección con línea de acero en campos maduros de aceites ligeros, para optimizar la producción y mejorar las condiciones operativas de los pozos.

Para asegurar la operación continua de la inyección de gas a través de las válvulas, y teniendo como antecedente abatimiento de pozos con corte de agua mayor a 60% al presentarse disminución de la presión de la red por variaciones del suministro de volumen de gas de BN en plantas, solo se intervinieron los pozos cuyas válvulas disponibles presentarán un diferencial de presión entre TP y espacio anular de 8 kg/cm² o más, aquellos que quedaban por debajo de dicho requerimiento no fueron considerados para intervenir.

Uno de los principales retos fue el depósito de incrustaciones inorgánicas originado por la producción de agua con alta salinidad, ante esta situación se decidieron efectuar la limpieza de pozos con tubería flexible y bombeo de ácido, asegurando que en las profundidades donde se encontraban localizados los mandriles, se pasara múltiples veces rociando ácido a presión con un difusor rotatorio. Sin embargo, en algunos pozos las incrustaciones fueron muy severas, imposibilitando la recuperación de las válvulas de BN para poder ser obturados, por lo que se optó por realizar cambio de aparejo con rediseño de bombeo neumático.



Figura 7. Evidencia de incrustaciones de carbonato de calcio en aparejo de producción recuperado y herramienta pateadora de 3 5/8”.

Otro reto presente durante las intervenciones fue la recuperación de una válvula de BN en mal estado, con partes faltantes de la punta metálica y el empaque, **Figura 8**. Existía la posibilidad que la punta metálica se hubiera desprendido durante el viaje a superficie de la

válvula, o que se quedara asentada en el bolsillo del mandril de BN. En consenso se tomó la decisión de bajar a alojar la válvula ciega para obturar el punto y verificar el alojamiento de la válvula con sello de plomo.

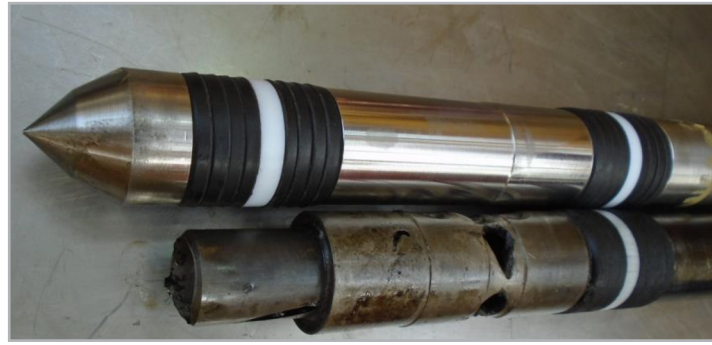


Figura 8. Foto de válvula de BN nueva (superior) y recuperada de un pozo, (inferior).

Una vez que se puso en operación el pozo, la presión en TR incrementó según lo esperado, pero días después se presentaron valores de PTR bajos, como los registrados

antes de la intervención, esto se aprecia en la **Figura 9**, concluyendo que se presentó comunicación en el mandril obturado con la válvula ciega.

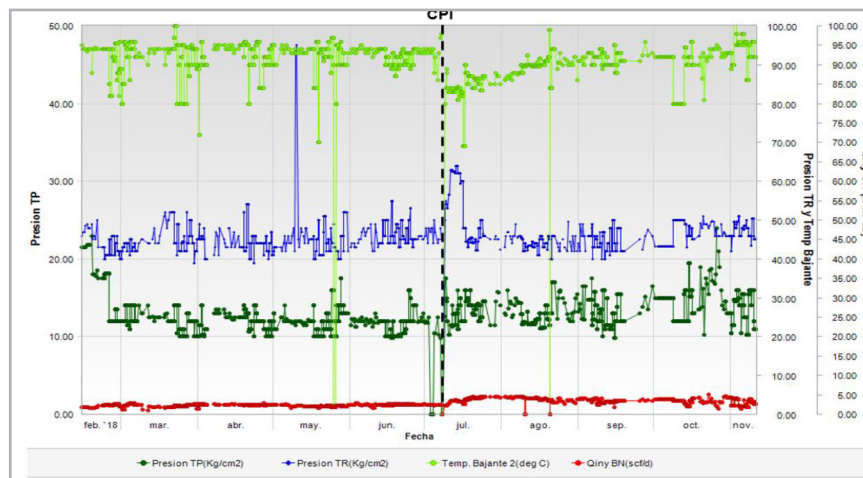


Figura 9. Condiciones operativas antes y después del pozo con cambio de punto de inyección (CPI) con válvula de BN recuperada en mal estado.

Lecciones aprendidas

- La práctica de colocar varios mandriles de inyección con válvulas de BN con orificio durante el diseño y la introducción de los aparos de producción, permite optimizar las operaciones de cambio de punto de inyección someros, al solo tener que ir a recuperar una válvula con orificio del mandril somero y bajar a colocar la válvula ciega.
- Las tomas de información con perfiles de presión-temperatura ayudan a un mejor ajuste de modelo de

flujo multifásico, permitiendo un mejor diagnóstico y optimización del sistema.

- La presencia severa de incrustaciones ocasiona el incremento de limpiezas e intervenciones a pozos, incrementando los costos operativos y los diferimientos de producción. En ciertas ocasiones estas incrustaciones no permitieron recuperar la válvula con orificio alojada en el mandril de BN, teniendo que programar un cambio de aparato de producción en el pozo.

- Adicional a las acciones de remediación como son las limpiezas en pozos con problemas de incrustaciones, se tomó como medida preventiva la inyección de inhibidores de incrustaciones a través del gas de BN para mitigar dicha problemática.
- Posterior al cambio de punto de inyección, la cantidad de gas de inyección requerida fue menor y se logró alcanzar nuevamente los volúmenes de producción esperados.

Conclusiones y recomendaciones

Para evaluar la eficiencia del punto de inyección es necesario contar con la mayor información disponible de las condiciones operativas del pozo, presión del yacimiento e historia de producción, datos que permiten descartar cualquier otro factor que afecte su comportamiento.

Durante el diseño de los programas operativos de cambios de puntos de inyección, es importante considerar escenarios de contingencia, para que en caso de presentarse complicaciones durante la intervención, tener opciones para solventarlas y tomar decisiones que beneficien al operador.

La buena caracterización de los depósitos orgánicos e inorgánicos presentes en los pozos, permite conocer los puntos críticos en el aparejo de producción y llevar a cabo acciones de remediación y prevención que faciliten las intervenciones a pozos.

En pozos productores con recurrencia a limpiezas ácidas por presencia de carbonatos, es recomendable el uso de registros de integridad mecánica de las tuberías de producción, que ayude a la toma de decisiones que reduzcan los riesgos, optimicen tiempos y costos durante las operaciones de cambios de puntos de inyección.

Se recomienda llevar a cabo estudios de materiales a la válvula de BN recuperada en malas condiciones, para

determinar con exactitud los factores que pudieron originar su deterioro severo y poder tomar acciones preventivas.

Agradecimiento

Se agradece a las Coordinaciones de los Grupos Multidisciplinarios de Diseño de Proyectos, Coordinación Operativa y Enlace a Intervenciones a Pozos y Operación de Pozos por la disponibilidad de la información y compartir sus experiencias para la realización de este trabajo.

Referencias

1. Alanís, C., Gómez, H. y Tapia, E. Presentación del Curso de Bombeo Neumático, Impartido por el Servicio integral de Optimización e Implementación de SAP. Schlumberger, Región Sur.
2. Brown, K. E. 1973. *Gas Lift Theory and Practice*. Tulsa Oklahoma: The Petroleum Publishing Co.
3. Brown, K. E. 1974. *Technology of Artificial Lift Methods*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
4. Clegg, J. D., Bucaram, S. M. y Hein, N. W. Jr. 1993. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. *J Pet Technol* **45** (12): 1128-1167. SPE-24834-PA. <https://doi.org/10.2118/24834-PA>.
5. IPM-PROSPER V 15.0 System Analysis Program. 2018. Petroleum Experts.
6. Lagunas Tapia, R. y Mares Marín, G. 2013. Guía para la Identificación de Pérdidas de Producción, Grupo de Productividad de Pozos del GMCETDP APC.
7. SMD- Sistema de Monitoreo y Diagnóstico (OVS 3.5) 2014. OVS Group, LLC/ Activo de Producción Cantarell.

Semblanza de los autores

Erick Jiménez Alamilla

Ingeniero Petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México en 2012, ingresó en 2013 a Pemex Exploración y Producción por el programa de Talento PEP, y se encuentra desempeñándose en el área Productividad de pozos del Activo de Producción Cantarell de 2014 a la fecha. A partir del 2018 es agremiado del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, sección Carmen.