

Estranguladores de fondo (Estranguladores de fondo para el control de congelamiento en líneas de descarga)

Ing. Aarón Marino Garrido Hernández, Pemex

Información del trabajo: Recibido enero de 2012- aceptado diciembre de 2012

Resumen

Durante la vida de explotación de los pozos petroleros, es muy común enfrentar diversos problemas para el manejo de la producción, los cuales habrá que superar para poder lograr una continuidad operativa y así mantener los ritmos de producción.

Es importante tomar en cuenta que ningún pozo es igual a otro, pero suelen presentar un comportamiento en ocasiones, muy similar.

Estas dificultades existen y se presentan muy a menudo, debido al tipo de yacimiento, características de la formación, composición de las fases (líquida y gaseosa), al tipo de instalaciones sub-superficiales y superficiales, proceso y etapas de separación y complejidad de los sistemas de transporte o red de ductos.

Este trabajo tiene la finalidad de dar a conocer y presentar la forma en que fue corregido un problema de formación de hidratos y congelamiento en instalaciones superficiales (por Efecto Joule Thomson); así como también, dar a conocer el uso de una herramienta de aplicación, estranguladores de fondo, para eliminar estos problemas en pozos del Campo Gaucho, en el Activo Integral Macuspana-Muspac.

En este tema se desarrolló y presenta una nueva aplicación de uso de los estranguladores de fondo, como dispositivos de control para eliminar problemas de congelamiento en pozos e instalaciones superficiales, con excelentes resultados. Se podrán observar las repercusiones que se venían presentando en el desarrollo de las operaciones y trabajos de campo, el impacto sobre la seguridad al tratar de restablecer las condiciones, así como la forma y análisis técnico realizado con personal de diferentes áreas para eliminar la problemática que se presentaba en líneas de descarga y red de ductos de transporte.

Estos eventos de congelamiento de líneas o ductos resultaban ser muy peligrosos, ya que se ponía en riesgo la integridad física de personal e instalaciones. Con la aplicación del uso de estranguladores de fondo, se eliminaron los problemas de formación de hidratos, se dejó de originar pérdidas de producción por paros, pérdidas económicas muy significativas, se incrementó el margen de seguridad, y sobre todo, se logró una continuidad operativa.

Palabras clave: ritmo de producción, tipos de yacimientos, Efecto físico Joule Thomson, estranguladores de fondo, Campo Petrolero Gaucho, dispositivo de control, línea de descarga del pozo, pérdidas de producción por paros (diferida).

Background Stranglers (Background Stranglers control freezing discharge lines)

Abstract

During the life of exploitation of the petroleum wells, is very common to face diverse problems for the managing of the production, which it will be necessary to overcome to be able to achieve an operative and like that continuity support the paces of production.

It is important bear in mind that no well is equal to other one, but they are in the habit of presenting a behavior in occasions, very similar.

These difficulties exist and they present very often, due to the type of reservoir, characteristics of the formation, composition of the phases (liquid and gaseous), to the type of sub-superficial and superficial facilities, process and stages of separation and complexity of the systems of transport or network of ducts.

This work has the purpose of announcing and presenting the form in which a problem of formation was corrected of hidratos and freezing in superficial facilities (for Effect Joule Thomson); as well as also, to announce the use of a tool of application, Stranglers of Bottom, to eliminate these problems in wells of the Gaicho oilfield, in the Integral Assets Macuspana-Muspac.

In this topic it developed and he presents a new application of use of the Stranglers of Bottom, as devices of control to eliminate problems of freezing in wells and superficial facilities, with excellent results. Will be able to be observed the repercussions that they were coming presenting in the development of the operations and fieldworks, the impact on the safety on having tried to restore the conditions, as well as the form and technical analysis realized with personnel of different Areas to eliminate the problematics that one was presenting in lines of unload and network of ducts of transport.

These events of freezing line or ducts were turning out to be very dangerous, since it was putting in risk on the physical integrity of personnel and facilities. With the application of the Stranglers' use of bottom, the problems of formation were eliminated of hidratos, one stopped originating losses of production for founds, economic very significant losses, the safety margin was increased, and especially, an operative continuity was achieved.

Words key: paces of production, type of reservoir, Effect Joule Thomson, Stranglers of Bottom, Gaicho oilfield, devices of control, lines of unload, losses of production for founds.

Introducción

Durante la vida de explotación de los pozos petroleros, es muy común enfrentar diversos problemas para el manejo de la producción, los cuales habrá que superar para poder lograr una continuidad operativa, y así mantener los ritmos de producción previamente comprometidos.

Es importante tomar en cuenta que ningún pozo es igual a otro, pero suelen presentar un comportamiento en ocasiones, muy similar.

Estas dificultades existen y se presentan muy a menudo, debido al tipo de yacimiento, características de la formación, composición de las fases (líquida y gaseosa), al tipo de

instalaciones sub-superficiales y superficiales, proceso y etapas de separación y complejidad de los sistemas de transporte o red de ductos.

Este trabajo tiene la finalidad de dar a conocer y presentar la forma en que fue corregido un problema de congelamiento en instalaciones superficiales, así como dar a conocer el uso de una herramienta en pozos, estranguladores de fondo, para eliminar estos problemas y lograr una continuidad operativa de los pozos en el Campo Gaucho, del Activo Integral Muspac, (durante el año 2006).

Este tema presenta una nueva aplicación de los estranguladores de fondo, como dispositivos de control para eliminar problemas de congelamiento en pozos e instalaciones superficiales del Campo Gaucho, con excelentes resultados.

Se podrá observar a lo largo del desarrollo de este trabajo, las repercusiones e impacto que se venía presentando en las operaciones y trabajos de campo, así como la forma en que se resolvieron, al tratar de restablecer las condiciones originales, para cuando los problemas de congelamiento en líneas y red de ductos se hacían presentes y se suspendía la operación o explotación de los pozos.

Estos eventos de congelamiento de líneas o ductos resultaban ser muy peligrosos, ya que se ponía en

riesgo la integridad física del personal operativo y de las instalaciones, ya que en ocasiones se desconocían con exactitud las condiciones físicas en que se encontraban; es decir, normalmente el sistema estaba represionado.

Antecedentes

El Campo Gaucho pertenece al Activo de Producción Macuspana-Muspac, Región Sur, se localiza a 75 Kms de la Ciudad de Villahermosa, Tab. El campo tiene un yacimiento que se encuentra localizado dentro del Cretácico Superior; la reserva original de aceite fue de 92.4 mmbbls y para el gas de 104.5 mmpcd, comprendido en una área de 10.9 km² y con un espesor promedio impregnado de 40 metros, manifestando una presión del yacimiento inicial de 290 kg/cm².

El campo se descubrió en septiembre de 1989 con el pozo Gaucho No. 11; su producción inicial fue de 1,041 bpd de aceite y 1.2 mmpcd de gas. Para mayo de 1992 se logró terminar la perforación del pozo Gaucho No. 1, con una producción de 100 bpd de crudo y 0.1 mmpcd de gas amargo.

Actualmente, se tiene en explotación un total de siete pozos, aportando una producción de crudo 2,176 bpd (28°API), 1,635 bpd de agua y 7.70 mmpcd de gas.

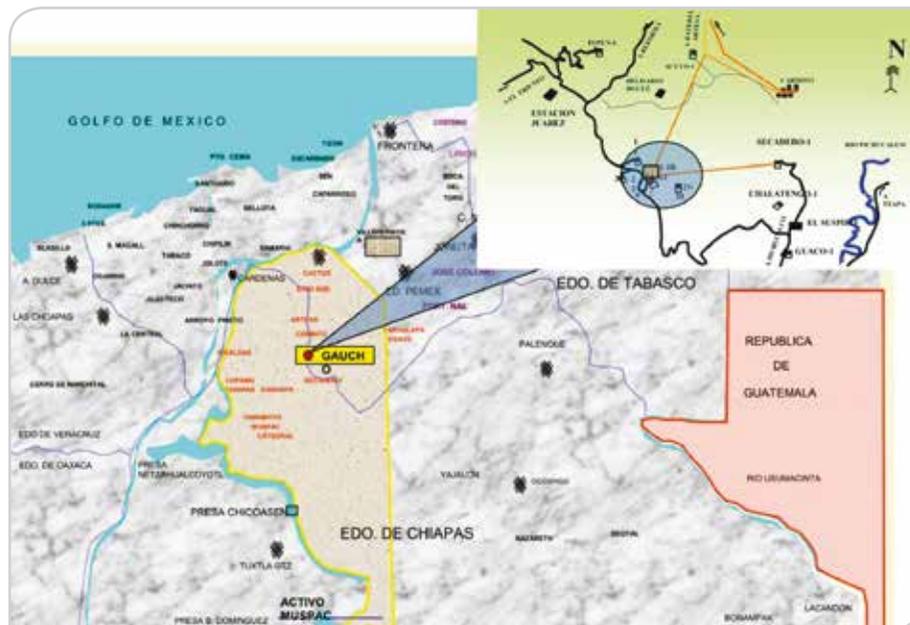


Figura 1. Localización del Campo Gaucho.

El Campo Gaucho no contaba con una batería de separación en forma; por lo tanto, se empleaba únicamente como cabezal foráneo. A la fecha, se ha ido dotando de equipo, y actualmente realiza parte del proceso productivo de separación en la Batería Artesa. Por años, el campo permaneció cerrado por afectar directamente el proceso de la separación de gas en la planta de separación de bióxido de carbono, Carmito, localizada en la Batería Artesa. Esta planta fue diseñada y construida para tratar la mezcla de gas amargo proveniente del Campo Carmito, con una concentración promedio del 69% de CO₂.

Por el diseño de la planta, el Campo Gaucho, (el pozo No. 1), afectaban al sistema de filtrado de la planta, ocasionando problemas de obturamiento por depositación de parafinas y asfaltenos en los cartuchos del filtro coalescente. Después de una serie de estudios y análisis, se logró mejorar la calidad del crudo y gas mediante un tratamiento químico de la corriente, lo que permitió incorporar la producción del Campo Gaucho.

Con el control de los pozos se mantuvo una continuidad operativa en la planta Carmito y se eliminaron los paros por mantenimiento al sistema de filtrado, lo que redundó en un incremento en los volúmenes de gas recuperado,

haciendo con ello que el pozo mostrara el verdadero potencial para el desarrollo del campo. Esto fue un detonante para la reactivación del campo, se incrementó el número de pozos perforados, el uso de sistemas artificiales y por ende, también la producción. El campo presenta un panorama de crecimiento y se pretende llevar a cabo a mediano plazo la perforación de nuevos pozos.

Con la incorporación de nuevos pozos, el Campo Gaucho incrementó su producción de aceite y gas, dejando al descubierto también, la variedad en la composición de las mezclas de cada una de las fases aportadas por los diferentes pozos. Las altas concentraciones de bióxido de carbono (incluso, superiores al 50%), las bajas temperaturas y los altos volúmenes de gas, originaron un grave problema de taponamiento grave por congelamiento de la infraestructura superficial y red de ductos.

Para el desarrollo del Campo Gaucho, se construyeron dos macroperas; una desde el pozo Gaucho No. 1, de donde se realizó la perforación de los pozos 10 y 21, y otra a partir de la localización del pozo Gaucho No. 3 (en esta nueva macropera, se llevó a cabo la perforación de los pozos Gaucho No. 3, 23 y 35).



Figura 2. Comportamiento e incrementos de la producción.

Con la perforación de cinco pozos, hubo necesidad de ajustar la red de ductos para el transporte de los hidrocarburos, ya que desafortunadamente en el campo no se contaba con una batería de separación y un sistema de ductos que proporcionara la flexibilidad operativa para asegurar el óptimo transporte, ante esta problemática, se construyeron cabezales foráneos desde dos macroperas.

Con los cabezales se adecuó la infraestructura, de tal forma que se pudiera medir cada uno de los pozos; así

como también, encausar la producción a través de un oleogasoducto ya existente, de 10"Ø (el cual operaba como línea de descarga de grupo, del pozo Secadero No. 1 hacia la batería o cabezal provisional, Gaucho). El tipo de instalaciones, la falta de infraestructura, topografía del terreno y composición de las mezclas, generó un problema de taponamiento por congelamiento de bajantes, cabezales colectores y en la red de ductos para el transporte.

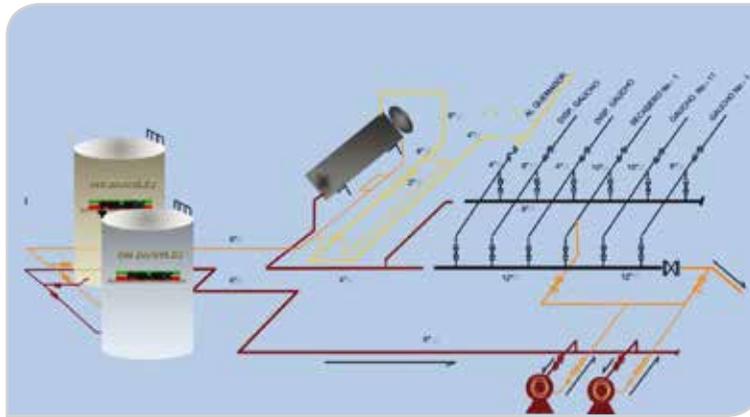


Figura 3. Bateria provisional Gaucho o cabezal Gaucho.

La Bateria o Cabezal Gaucho (también así conocida), contaba con un oleogasoducto para el transporte de crudo. Por las condiciones de flujo y producción alcanzadas en el Campo Gaucho y la limitación en la capacidad de proceso, hubo que direccionar la corriente del campo hacia la Bateria Artesa.

Del pozo No.1 se conocían perfectamente sus características, según sus análisis de caracterización y cromatografía sobre la presencia de bióxido de carbono; sin embargo, en los pozos perforados desde la macropera del Gaucho 3 (No. 3, 23 y 35), se manifestó una baja aportación de crudo, así como una alta presión en la cabeza del pozo, elevados volúmenes de gas y porcentaje de CO₂ en la mezcla gaseosa, mayor al 50%. Con respecto a los pozos de la macropera Gaucho 1, los resultados obtenidos de los pozos 10 y 21 fueron totalmente distintos.

Por las características que presentaron los fluidos producidos en los pozos de ambas macroperas, al alinearse se presentaron alteraciones en sus condiciones de flujo, ocasionando la formación de hidratos, congelamiento y taponamiento en bajantes, cabezales, líneas de descarga y colectores, a tal grado que la presencia de este fenómeno obturó y suspendió la operación, represionando y tapando el sistema de ductos en diferentes puntos.

El problema de congelamiento tuvo su origen en pozos de la macropera Gaucho 3, el cual se ha manifestado paulatinamente; en cuestión de horas, se generaba el congelamiento y taponamiento, desde las líneas de descarga hasta los ductos de salida y cabezales foráneos, **Figura 4.**

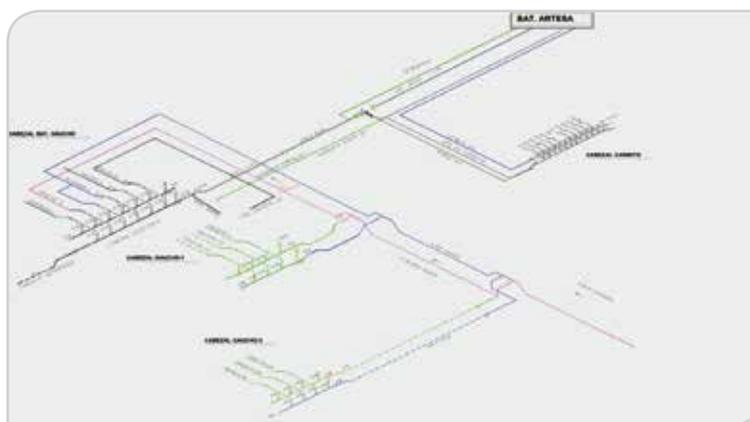


Figura 4. Red actual de ductos en el Campo Gaucho.

El congelamiento en los ductos llegó a ser tan crítico, que a veces se lograban soltar los tapones de hielo, provocando en los ductos e infraestructura golpes de ariete, causando

altas presiones, obturamientos, fugas y fallas en accesorios, empaques, sellos de válvulas y conexiones; así como grandes pérdidas de producción y económicas.



Figura 5. Pérdidas económicas originadas por paro a la operación.

Estos eventos resultaban ser peligrosos, ya que se ponían en riesgo a instalaciones y sobre todo, al personal operativo y de mantenimiento, quienes acudían a los sitios de trabajo para corregir las fallas que se presentaban (esto por no conocer con exactitud las condiciones físicas en que se encontraba la instalación). También, el riesgo que

se venía presentando, era cuando el personal operativo, realizaba el desalojo de los tapones por medios mecánicos. Esta problemática generaba pérdidas por producción, suspensión de la operación y severos daños al medio ambiente, ya que se alineaba la corriente hacia la presas de quema, **Figura 6**.

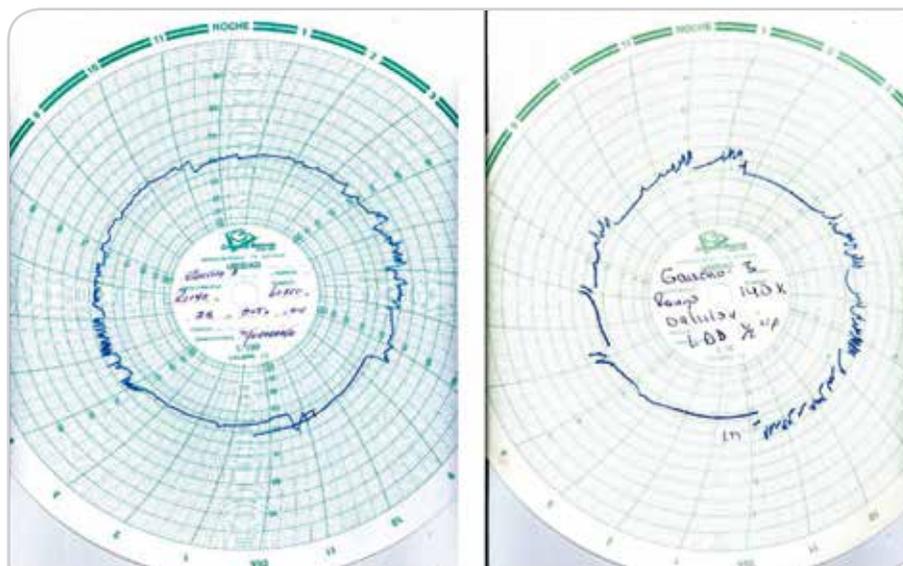


Figura 6. Fluctuaciones de la presión en la línea de descarga. Durante parte del día se observa que hay momentos en los cuales el pozo mostraba tendencia a estabilizarse.

En las Figuras 7 y 8 se observa gráficamente el comportamiento de la presión en los distintos pozos

en los que se monitoreaba, así como la forma en que se incrementaba hasta represar todo el sistema de ductos.

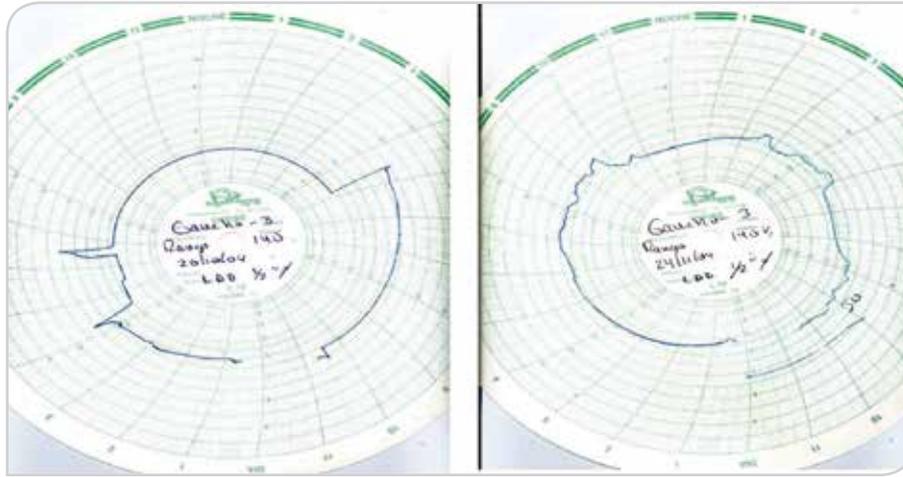


Figura 7. Variaciones en el comportamiento de la presión en bajantes.

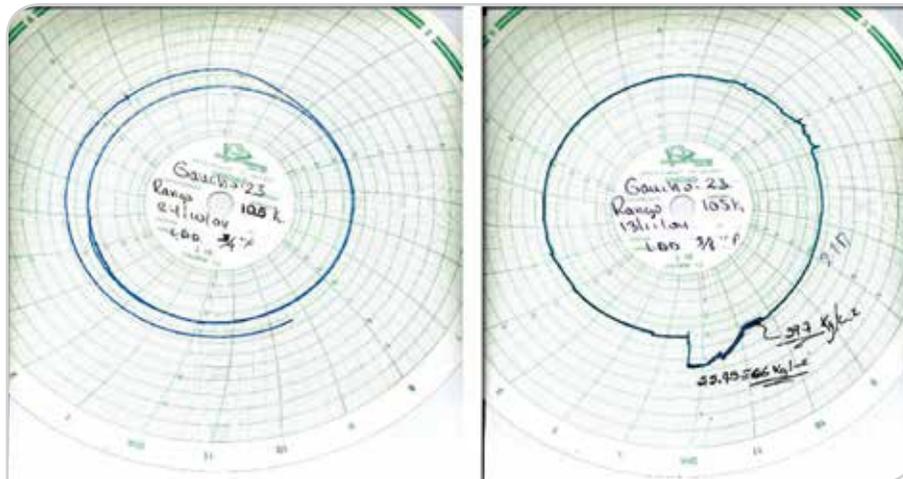


Figura 8. Variaciones en el comportamiento de la presión en bajantes.

Desarrollo

El problema de formación de hidratos y congelamiento en las líneas, se debía indudablemente a la presencia del Bióxido de Carbono en la mezcla gaseosa, baja temperatura y la pérdida de energía en la corriente al atravesar el estrangulador.

La pérdida de energía por efectos de expansión ocasionaba una caída brusca en la presión y temperatura, que complementada con la composición de la mezcla gaseosa, generaba las condiciones propicias para la formación de hidratos. El fenómeno se hacía presente inmediatamente después del estrangulador, y su propagación se realizaba a lo largo de la línea y colectores en cuestión de horas.

Técnicamente, el fenómeno físico anterior se conoce como “EFECTO JOULE THOMSON”, el cual ha observado únicamente en los pozos de la localización Gaucho 3 (es decir, pozos Gaucho 3, 23 y 35).

La relación entre la temperatura, presión y volumen de un gas se describe por las leyes de gases. Cuando el volumen aumenta, las leyes de los gases no determinan con exactitud los cambios que resultan de la presión y temperatura. Cuando un gas se expande adiabáticamente, la temperatura puede experimentar una disminución o aumento, dependiendo de sus condiciones iniciales.

Para una presión fija, un gas tiene una temperatura de inversión de Joule-Thomson, encima de la cual la expansión causa que la temperatura suba, y en muchas ocasiones baje por causas de la misma expansión.

Cuando los gases están a una presión atmosférica y a una temperatura que es bastante alta (superior a la de ambiente), los gases pueden enfriarse por la expansión.

Un gas se expande por su paso a través de una válvula; a veces su temperatura disminuye en forma brusca; sin embargo, en algunas ocasiones aumenta y hay situaciones

donde no cambia. Thomson trató de contestar esta pregunta en 1,850, realizando un conjunto de experimentos cuidadosos con un análisis teórico detallado.

En honor a su trabajo, la expansión adiabática de un gas a menudo se refirió como una “expansión de Joule”, y al cambio de la temperatura sobre la expansión se llama “Efecto de Joule-Thomson”.

Por lo tanto, se definirá cómo la relación entre la temperatura, presión y las fuerzas intermoleculares que originan un cambio en la temperatura al ocurrir una expansión y un refrescamiento después de pasar una transición.

Con la interpretación de este fenómeno, se pudo determinar claramente que el efecto de las variaciones en la temperatura del gas, al pasar a través del estrangulador (colocado en superficie sobre el árbol de válvulas), estaban afectando directamente y dando origen a la formación de hidratos en las instalaciones, **Figura 9**.

La presencia de bióxido de carbono era un factor determinante, que contribuye de una manera directa al congelamiento de las líneas de descarga y formación de tapones.



Figura 9. Congelamiento en estrangulador superficial, bajante del pozo, conexiones y línea de descarga.

Todos los problemas de taponamiento que se suscitaron por causa del congelamiento de las líneas en pozos, de una u otra forma se intentaron controlar; desafortunadamente, los resultados fueron negativos y cada vez se complicaban más.

Una de las alternativas para corregir la problemática fue mediante la inyección de metanol; sin embargo, los volúmenes que se inyectaron en pozos, cabezales y ductos, cada vez resultaban ser mayores, y los únicos logros consistieron en prolongar el tiempo de cierre de los pozos, para posteriormente desalojar los tapones generados. La inyección de metanol definitivamente no fue la solución que se esperaba, por lo que se optó por buscar nuevas alternativas.

Con el estudio de las condiciones superficiales de cada uno de los pozos, se pudo definir su comportamiento; era claro pensar que si este fenómeno se presentaba en

la superficie, también podría presentarse en el fondo y que las pérdidas de temperatura pueden ser iguales o menores; en el menor de los casos podría minimizarse, ya que la formación tendría que compensar o absorber parcialmente estas disminuciones.

Ahora, lo más importante radicaba en cómo poder provocar este fenómeno en el fondo, era claro que la única herramienta para esto era mediante el uso de empaques de fondo, o con estranguladores de fondo.

Por ser una herramienta conocida, se optó por el uso de los estranguladores de fondo, ya que con ella podríamos provocar las pérdidas de energía al flujo en el fondo (y de temperatura a una determinada profundidad), pero en su camino hacia la superficie, indudablemente que recuperaríamos parte de la temperatura perdida, ya que ésta sería proporcionada por la formación del pozo, **Figura 10**.

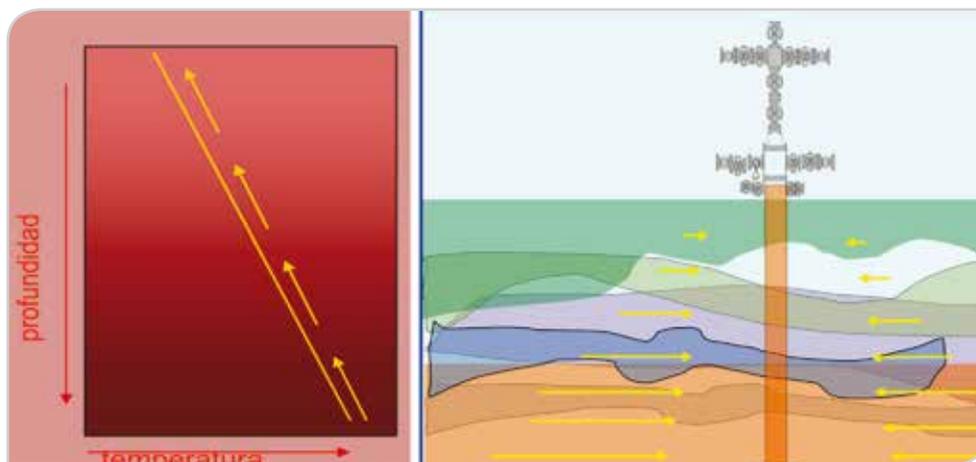


Figura 10. Variaciones del gradiente de temperatura vs profundidad.

Con la idea clara, lo único que quedaba pendiente era determinar la profundidad a la cual habría que alojar el estrangulador y cómo se realizaría el ajuste en el diámetro, ya que se pretendía que no ocurrieran variaciones importantes en la producción.

Al tener bien definida la problemática, se realizó un monitoreo más minucioso del estado en que se encontraba la operación de cada una de las instalaciones y pozos, donde se determinaron sus condiciones operativas en superficie, de temperatura y presión y se recopiló información acerca de su estado mecánico, calibraciones recientes y toma de información, registros geofísicos y de temperatura.

A continuación se agrupó esta información base para cada uno de los pozos y se reprodujo la variación de la presión y temperatura mediante la aplicación de la simulación (empleando el programa PIPESIM); se analizaron los resultados obtenidos, hasta lograr la reproducción de los valores de temperatura reales. Con ayuda del simulador, se realizaron ensayos y se procuró mantener las cuotas de producción constantes, analizando diferentes diámetros de estranguladores, **Figuras 11 y 12**.

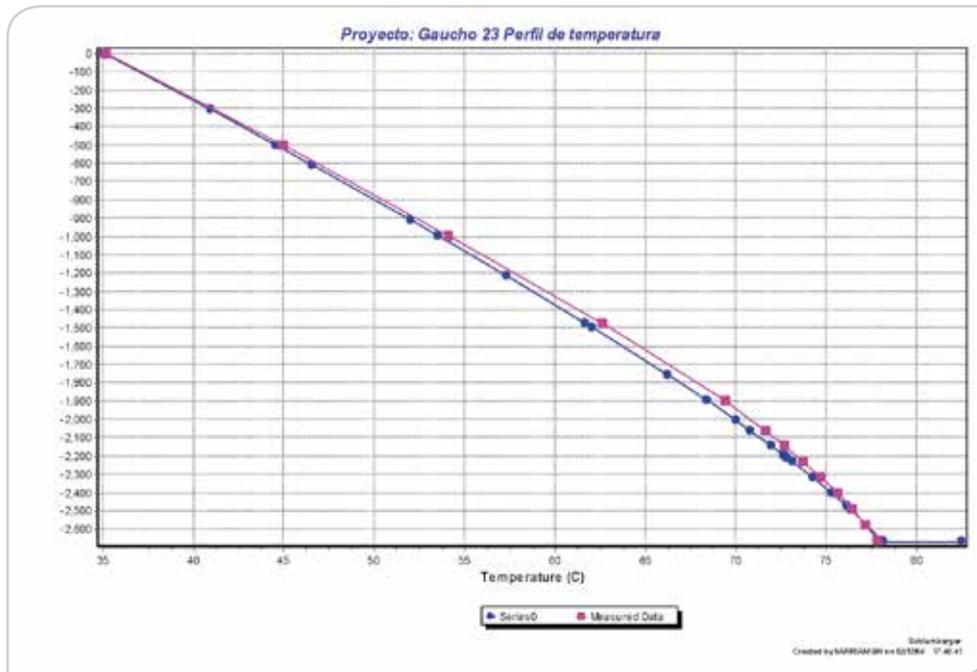


Figura 11. Gaucho 23 perfil de temperatura.

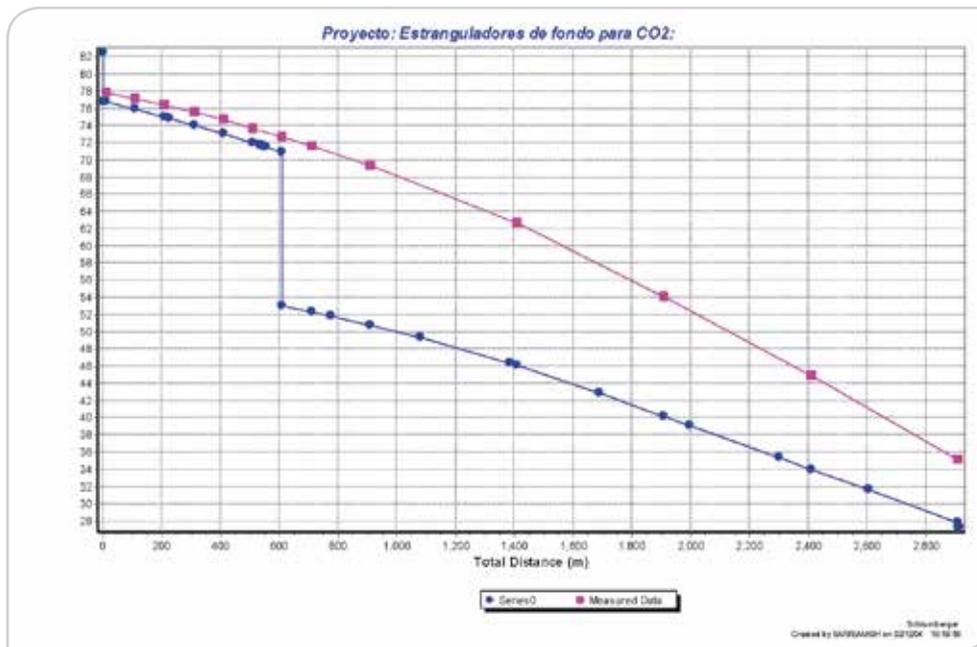


Figura 12. Estranguladores de fondo para CO₂.

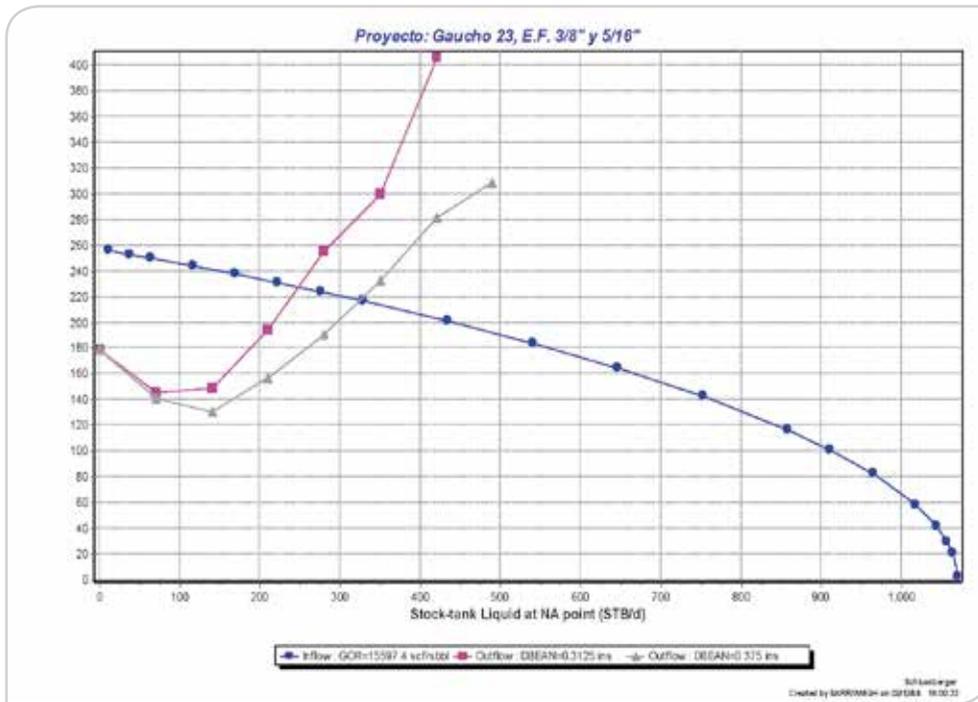


Figura 13. Variación de los diámetros en el estrangulador.

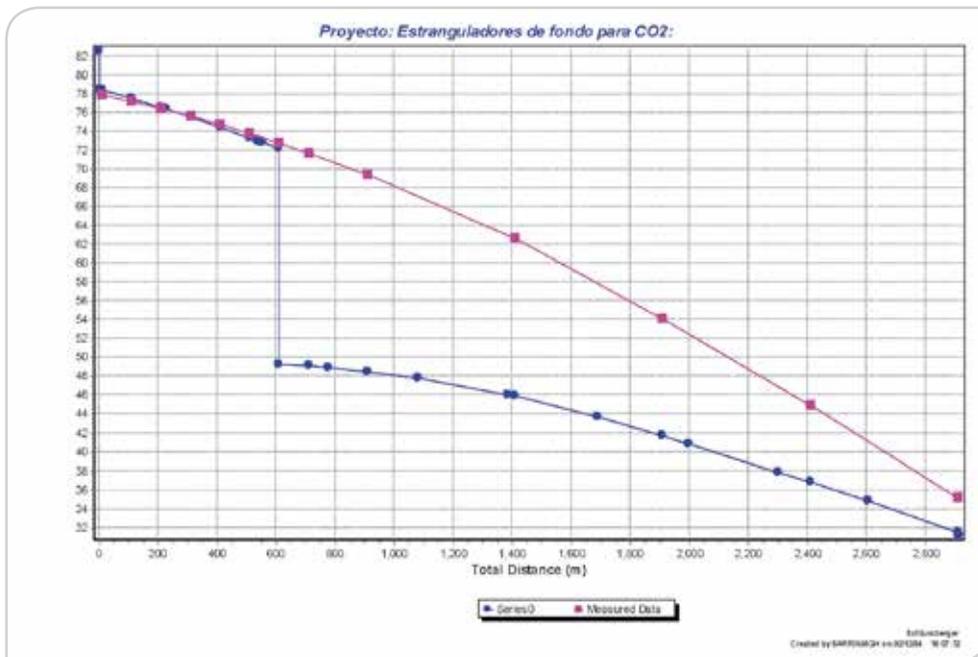


Figura 14. Caída de temperatura y su recuperación.

Con la instalación de los estranguladores de fondo, se lograron mejorar las condiciones operativas de todos los pozos del Campo Gaucho, principalmente en aquellos en donde fue instalada esta herramienta.

Como los pozos de la macropera Gaucho-3 (3, 23 y 35), eran los más problemáticos y concurren a un mismo cabezal, al controlar la problemática de congelamiento desde su origen, con la instalación de estranguladores de fondo, únicamente se colocó la herramienta en los pozos Gaucho No. 3 y 23. Como un reflejo de los buenos resultados obtenidos, ya no hubo necesidad de instalar el estrangulador en el pozo Gaucho 35, ya que sus condiciones operativas mejoraron.

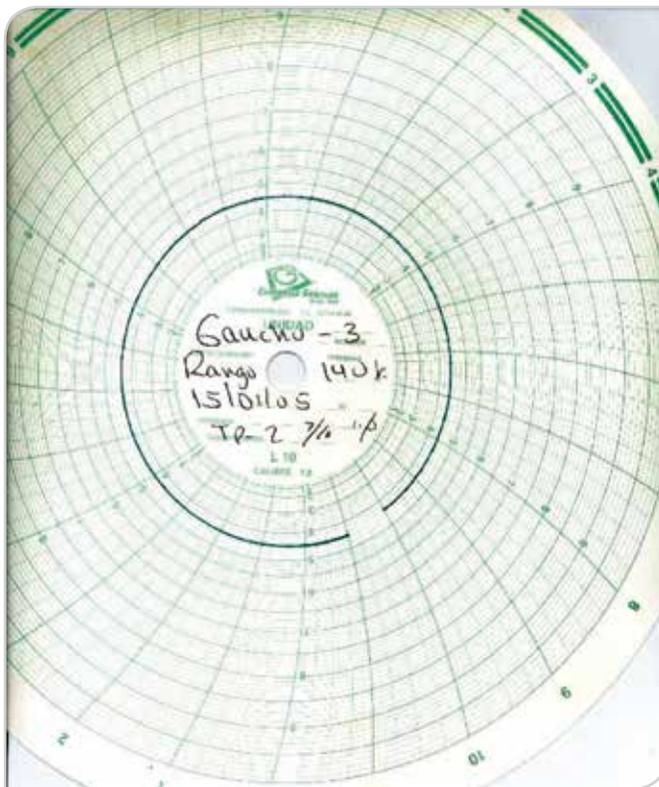


Figura 15. Pozo Gaucho No. 3.

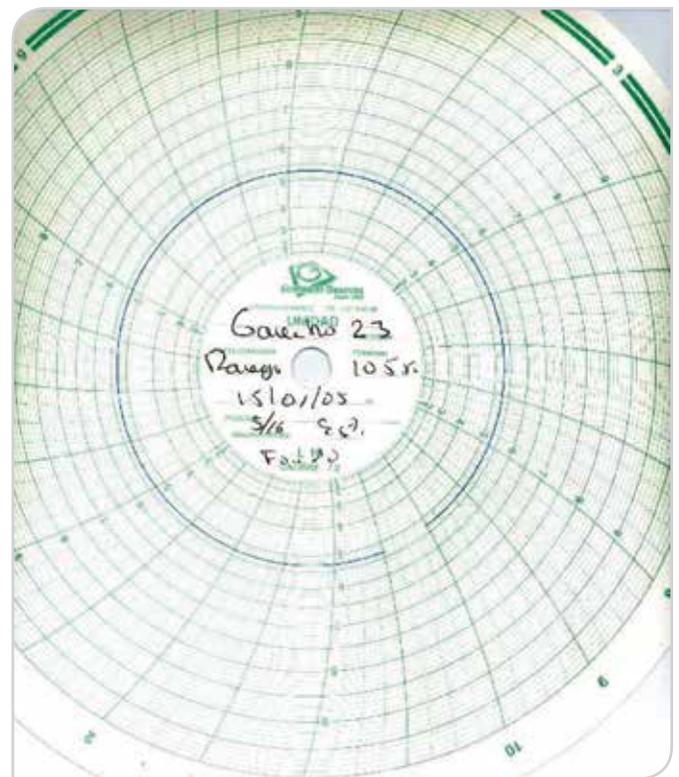


Figura 16. Pozo Gaucho No. 23.

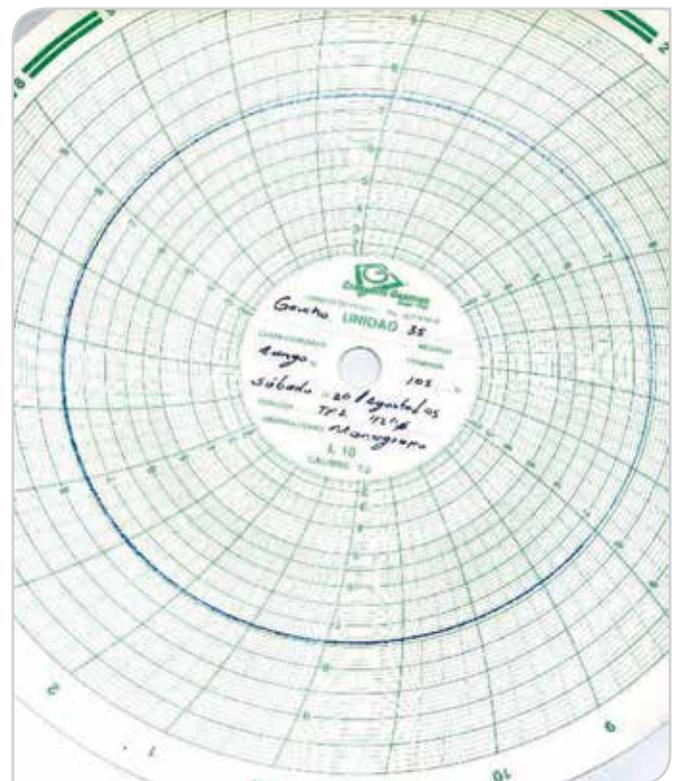


Figura 17. Estabilización en la presión de los pozos.

Conclusiones

Como se ha mencionado, los pozos más problemáticos resultaron ser los Gaucho No. 3 y 23, por lo que en estos se colocaron los estranguladores de fondo. En el pozo Gaucho No. 35, no fue necesario realizar este trabajo, ya que al corregir los dos pozos anteriores, se observó de manera inmediata, una mejor operación en éste, debido a que concurren en el mismo cabezal foráneo.

Un beneficio significativo fue el de haber reducido la contrapresión de flujo, de 45 Kg/cm² hasta 24 Kg/cm² y sobre todo, lograr una estabilización del sistema.

En el sistema de ductos, al eliminar los problemas de taponamiento por congelamiento, ya no hubo bloques de hielo que se transportaran sobre los colectores, (simplemente porque desaparecieron). Quedaron bajo control las instalaciones, eliminándose las prácticas operativas peligrosas que se estaban realizando por parte del personal operativo, a fin de restablecer las condiciones originales durante los trabajos de limpieza de ductos y mantenimiento.

El estrangulador de fondo es una herramienta recuperable y ajustable a la tubería de producción, es un sistema mecánico que puede anclarse en cualquier parte de la tubería de producción y resuelve con eficacia los requerimientos de aislamiento, anclaje, control de flujo y control para la inyección de fluidos hacia el yacimiento.

Estos accesorios están fabricados en material resistente al desgaste y corrosión, constituido con un sistema de hermeticidad por sellos ajustables al diámetro interior de la tubería de producción, abarcando una gran área de contacto; fabricándose con materiales resistentes para trabajar a altas temperaturas y presiones, hasta 7,500 psi de presión diferencial; se fijan mecánicamente liberándose con línea de acero.

Cuenta con un sistema de seguridad para su liberación, sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento; en su interior, cuenta con elementos de sello en cada ensamble de la herramienta, lo que garantiza su hermeticidad.

Su diámetro máximo es 2-1/4" pulgadas y longitud de 1.40 metros. El costo de esta herramienta más las operaciones para su anclaje fue de aproximadamente \$280,000.00 (m.n).

Recomendaciones

Este tipo de herramientas como sistema de control a los problemas de congelamiento en líneas de descarga de pozos, no es caro y su aplicación es sencilla; es recomendable, aplicarla en pozos productores que presentan grandes caídas de presión, provocadas por las condiciones de flujo o por el sistema de la red de ductos.

Para el control de las operaciones en superficie es recomendable, ya que presenta una gran facilidad de operación, trabajo y mantenimiento. Asimismo, sus costos son muy bajos y es fácil de anclar en cualquier tubería de producción. Actualmente, esta práctica por uso de estranguladores de fondo. Es de uso común y empleada como método de control a nivel nacional, con excelentes resultados.

Aunado a servicios ya conocidos por el uso de esta herramienta, como son los siguientes: "El control de avance del agua", "control por la presencia no deseada de sólidos en suspensión, como la arena" y "el ajuste a las cuotas de producción", habrá que tener en cuenta que los estranguladores de fondo se pueden emplear satisfactoriamente "para eliminar la formación de hidratos en superficie y líneas de transporte", **Figura 18.**



Figura 18. Estrangulador de fondo.

Agradecimientos

Agradezco la colaboración del personal operativo del Sector Agave–Carmito de la Coordinación de Operación de Explotación, por su participación en la recopilación de información y seguimiento a las actividades desarrolladas en el Campo Gaucho. Muy en especial al Dr. Yuri V. Fairuzov, por la atención e inquietud y consejos sobre la problemática.

Al Ing. Salvador Rosales Rivera de la Coordinación Diseño en el Activo de Producción Macuspana–Muspac, por su participación en el análisis del pozo mediante la simulación, así como por adquirir la herramienta y servicio para la instalación.

A la Red de Expertos de Simulación de Procesos y Transporte de Hidrocarburos, por su apoyo y respaldo en todo momento y asignar la importancia técnica a este trabajo.

Semblanza

Ing. Aarón Marino Garrido Hernández

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ciencias de la Tierra en el Instituto Politécnico Nacional.

Actualmente se desempeña como Líder multidisciplinario en el Activo de Producción Macuspana–Muspac.

Ha presentado trabajos en las Jornadas Técnicas y congresos organizados por la AIPM y el CIPM, así como en congresos internacionales como Expo-Río de Janeiro, Brasil 1998 y Natural Gas, en Alberta, Canadá - 1998.