



BEAM GAS COMPRESSOR™
Manufactured by Permian Production Equipment, Inc.



P.O Box 50725
Midland, Texas 79710
Phone: 915.563.1266 Fax: 915.694.4532
Phone: 800.777.0592

REPORTE ESPECIAL: Compresión de Gas

Tomado de “**THE AMERICAN OIL & GAS REPORTER**”

ALIVIAR CONTRAPRESION PUEDE INCREMENTAR LA PRODUCCION DE POZOS EN BOMBEO MECANICO

Por: Charlie McCoy

En el estado actual de la economía de la industria del petróleo y gas, las compañías operadoras han venido buscando métodos para incrementar sin riesgo la producción y el flujo de caja, a través de gastos que garanticen ingresos y el retorno total de la inversión en el primer año.

Se ha encontrado que una forma segura para incrementar la producción y el flujo de caja en pozos productores, es aliviar la contrapresión ejercida sobre la formación en pozos que responden a esta técnica. Esta contrapresión puede ser generada por diferentes causas: como resultado directo de la presión de la línea de entrega; la presión requerida para la operación del separador; y la fricción en la línea desde el separador hasta la cabeza del pozo. Las líneas de flujo varían en longitud; a medida que éstas sean más largas y dependiendo de la topografía del terreno que recorren, se incrementa la contrapresión en la cabeza del pozo.

El resultado final, es el traslado de la contrapresión a la cara de la formación, restringiendo la capacidad de producción de aceite o gas de la formación. Los requerimientos de presión para la operación individual de un pozo o campo pueden variar, pero el efecto negativo en la producción es siempre el mismo - ¡ **está restringida !**

Indice de Productividad.

Cada formación se comporta diferente en su respuesta al efecto de la contrapresión o a una reducción de la misma. De una formación productora con buena porosidad y un buen índice de productividad (PI) se obtendrán los mejores resultados si se logra una reducción en la contrapresión. El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra (psi) de caída de presión (“draw-down”) obtenida en la formación.

En otras palabras, si un pozo tiene un PI de uno (1), por cada libra (psi) de presión que se alivie en la cara de la formación, el pozo producirá un (1) barril adicional de fluido. Por lo tanto, cuando se busca un incremento de producción, se deben buscar pozos con alto índice de productividad (PI). Por ejemplo, un pozo con un PI de 0.5 y una contrapresión en la cabeza de 50 psi, incrementará su producción en 25 Bbls por día cuando la presión en la cabeza sea reducida a cero (0) psi.

Cuando un pozo es perforado y puesto a fluir en la corriente de producción, normalmente tiene suficiente presión de fondo (BHP) para vencer la contrapresión en la cabeza y la de la columna de fluido, y de esta manera fluir sin problemas. A medida que el pozo continua fluyendo, la presión de fondo va declinando y

la presión en superficie se convierte en un factor importante que afecta negativamente la producción, lo que finalmente conduce la utilización de algún sistema de levantamiento artificial para producir el pozo.

El sistema de levantamiento artificial más comúnmente utilizado es el bombeo con bombas de varillas (bombeo mecánico). A medida que el pozo continúa produciendo, la presión de fondo (BHP) continúa declinando hasta cuando la contrapresión en superficie requiere de un mayor porcentaje de energía disponible en la formación para producir el pozo. Este es el momento en que el operador debe buscar una herramienta que le permita aliviar o eliminar su problema de restricción en la producción.

Compresores Montados en Viga.

Una forma segura de eliminar la contrapresión en pozos en bombeo con varillas es con un compresor de viga (BGC por sus iniciales en inglés - "Beam mounted Gas Compressor"). Esta herramienta se monta en la viga viajera de la unidad de bombeo, e incorpora un cilindro con un pistón en su interior. La línea de succión del BGC está conectada al espacio anular (revestimiento - tubería de producción), y la descarga se realiza en la línea de flujo o en otra línea destinada a recolección de gas para operación de equipos en el campo.

La fuente de energía ya disponible en la localización (el compresor es accionado por la unidad de bombeo) es utilizada para retirar el gas y por lo tanto aliviar la contrapresión del pozo. Muchos de los compresores de viga utilizados como herramienta de alivio de presión, han sido instalados en pozos considerados de bajo potencial, debido a su baja presión de fondo (BHP), en los cuales las unidades se encontraban operando cíclicamente.

En estos casos, el compresor se diseña para comprimir el volumen de gas producido por el pozo durante el ciclo de operación. En algunos casos, cuando la presión ha sido aliviada y debido a esto el pozo produce más fluidos y gas, los ciclos de operación han sido extendidos de acuerdo a la necesidad.

Compresores Montados en Patín.

Otro equipo utilizado para aliviar la contrapresión en los pozos, son los compresores de gas montados en patines. Estos compresores son una excelente herramienta para eliminar la contrapresión, en donde no hay una unidad de bombeo disponible para impulsar un compresor de viga (BGC). Los compresores sobre patín son utilizados cuando los volúmenes de gas son superiores a los que puede manejar una unidad montada en la viga de la unidad (BGC).

Aunque los dos tipos de compresor cumplen el mismo objetivo, cada uno tienen sus propias aplicaciones. La instalación de un compresor de viga BGC es normalmente menos costosa, lo cual sumado con los muy bajos costos de mantenimiento y los ahorros de energía (el BGC no requiere para su operación de una fuente de energía adicional - motor- a la ya disponible en la unidad de bombeo), hace que el recobro de la inversión y la generación de beneficios se obtengan en un plazo significativamente inferior al de las unidades de compresión convencionales.

En algunas aplicaciones, la operación de producción se debe efectuar con presiones en las líneas de flujo superiores a 40 o 50 psi. En estos casos, el compresor de viga (BGC) puede llevar la presión del revestimiento a 0 psig, e impulsar el gas en la línea a una presión de hasta 125 psi en una sola etapa o carrera del pistón, lo que equivale a una relación de compresión de 10.

En compresores montados en patín, esta misma operación requeriría un mínimo de dos etapas del sistema; si a esto le adicionamos los mayores costos de mantenimiento y la necesidad de una fuente adicional de energía para la operación del equipo, los costos de compresión y por lo tanto el tiempo necesario para el recobro de la inversión realizada y para la obtención de beneficios, es mucho mayor comparado con las unidades BGC. Existen algunos casos en donde los compresores de viga BGC alivian presiones de

revestimiento de 150 psi, para descargar en líneas de flujo a 700 psi. La utilización de los dos tipos de compresor, bien sea montados en patín o en viga BGC, está determinada por las condiciones del pozo, y la clase de energía disponible en la localización.

Ambos tipos de compresor están en capacidad de manejar gas húmedo (muchas corrientes de gas pueden estar altamente saturadas de líquidos), sin embargo, las unidades montadas en patín requieren de un "scrubber" con elementos que permitan descargar los líquidos en la línea de flujo o en otro lugar, mientras que el BGC no.

Ambos sistemas pueden ser protegidos contra gases corrosivos, sin embargo, cuando se usa una unidad reciprocante montada en patín, se debe prestar especial atención a que los condensados y el agua no entren en contacto con elementos mecánicos del equipo que requieran lubricación, ya que esto reduce las propiedades lubricantes de los aceites, disminuyendo significativamente la vida útil del sistema.

Sistemas de Recolección de Gas.

Es común encontrar un grupo de pozos fluyendo a la misma estación de recolección, y en estos casos es mas económico construir un sistema de líneas de recolección de gas de los anulares, y aliviar la presión con una o dos unidades de compresión. Los sistema de compresión montados en patín son los comúnmente utilizados para esta practica.

Sin embargo, en lugares en donde hay disponibilidad de unidades de bombeo, se han utilizado con gran éxito las unidades de compresión montadas en la viga viajera (BGC). Existen casos de pequeños campos en donde se han venido usando unidades BGC para mantener la presión del anular de grupos de hasta 20 pozos en 0 psi, y descargando a 50 psi en la línea de flujo. Es muy común encontrar grupos de 2 a 5 pozos colocados a un sistema operado con una sola unidad BGC.

Cuando se utilizan sistemas de recolección de gas de anulares para múltiples pozos, se debe prestar atención a que los pozos mas alejados de la estación de recolección no terminen con presiones positivas en la cabeza, debido a la fricción en la línea.

Se conoce de un campo en donde fueron gastados cientos de miles de dólares en un proyecto para aliviar la contrapresión en los pozos, con compresores convencionales montados en patín, en donde la presión de succión en la batería era de cero (0) psi, pero los pozos mas alejados aún mantenían presiones de 20 psi en el espacio anular. Estos pozos fueron probados después de aliviadas las 20 psi, mostrando incrementos de producción hasta de 18 BOPD.

Una de las grandes compañías operadoras eliminó este tipo de situaciones por medio de la instalación de compresores de viga (BGC), acompañados de varias facilidades pequeñas de recolección a través del campo. Esto permitió mantener la presión en el espacio anular de los pozos en cero (0) psi, maximizando así la producción de cada pozo.

Aplicaciones

Existen numerosas razones para aliviar la presión del gas del revestimiento en pozos que producen por medio de bombeo por varillas (bombeo mecánico), entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Reducir la presión en la cara de la formación e incrementar la producción del pozo.
- Recolectar el gas que está siendo descargado a la atmósfera, e incrementar la producción y los beneficios económicos (pequeñas cantidades de gas inyectado en las líneas de flujo y/o de ventas, puede significar mejor flujo de caja y menos problemas de operación).

- Extraer mayor cantidad de gas de pozos de bajo potencial, para ser usado como combustible en los diferentes equipos de producción y tratamiento de crudo.
- Eliminar los problemas de bloqueo o interferencia por gas ("gas lock") en las bombas de subsuelo. La extracción de gas y por consiguiente la reducción de la presión en el revestimiento, conlleva una mayor liberación de gas en solución en el pozo, el cual migra hacia el espacio anular para ser removido por compresión, obteniendo así una operación de bombeo mas eficiente por parte de la bomba de subsuelo.
- Impulsar el gas de baja presión en las línea de ventas.
- Mantener pozos en producción cuando la presión de las líneas de flujo se incrementa debido problemas en los equipos de compresión corriente abajo, o a la entrada de pozos nuevos a la corriente de producción, impidiendo el flujo normal de los pozos existentes.

Las Instituciones Oficiales reguladora de la actividad de la industria, pueden conceder permisos temporales para descargar el gas del anular a la atmósfera por unos pocos días, durante los cuales el operador simplemente debe registrar los incrementos de producción, con los cuales los económicos serán muy simples de calcular. Este método de prueba elimina todos los riesgos, ya que el operador podrá conocer con certeza el "pay out" de su proyecto.

Se conocen casos de pozos programados para taponamiento y abandono, y que pudieron ser mantenidos económicamente productivos durante dos o tres años mas, debido a la reducción de la contrapresión que restringía su producción. El objetivo es el de mantener este tipo de pozos produciendo los máximos beneficios, durante el mayor tiempo posible.

En los Estados Unidos el promedio de producción por pozo es de 14 BOPD. Por lo tanto, aunque su potencial de producción sea bajo, ningún pozo puede ser descartado como candidato para la instalación de un sistema de compresión de gas en la cabeza.