

PALABRA VERDADERA

*Aportes y Realidades de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos
Dr. Martín Essenfeld Yahr - Prof. Miguel Castillejo*



Campe de Gas en Venezuela. Fuente: cambio16.com

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS EN POZOS DE GAS

Dr. Martín Essenfeld Yahr

Introducción

En una primera lectura pareciera que hay un error en el título. Pero no hay tal error.

Los ingenieros de petróleo hemos sido entrenados para utilizar levantamiento artificial con gas ("gas-lift") en pozos productores de alto porcentaje de **líquidos** (petróleo o petróleo más agua).

Este mecanismo de levantamiento artificial está concebido para aquellas etapas de producción, especialmente en el tipo de pozos indicado, cuando cae la presión estática de la acumulación, y la misma en el fondo no es capaz de levantar el **peso de la columna** de líquido por encima del nivel de las perforaciones, y compensar las **pérdidas de fricción** causadas en la tubería e ductora, para llegar con el pozo fluyendo hasta el cabezal y con presión suficiente para mantener una tasa continua.

VOL 23

"Palabra Verdadera"

*Aportes y Realidades de la
Industria Venezolana de los
Hidrocarburos*

Próxima Capsula:

*Extensión de data
PVT experimental:
un enfoque simple
pseudo-composicional*

egep

Laboratorio de Pruebas PVT. Escuela de Petróleos UCV

Lo descrito, que es el caso clásico de utilización del “gas-lift” pasó a ser una opción válida para un caso **totalmente distinto**, ocurrido en los Campos Venezolanos de San Joaquín, Santa Rosa, Santa Ana y otros.

En los campos indicados se daban varios casos distintos donde los pozos dejaban de fluir, al avanzar el estado de agotamiento de los yacimientos respectivos. En esos casos se experimentó con éxito con esta aplicación, aparentemente “contradictoria”, de levantar con gas-lift pozos esencialmente “de gas”.

La naturaleza del problema

Como se ha indicado, el área de interés es esencialmente gasífera, pero los distintos “yacimientos-problema” se agruparon en distintos paquetes con características similares, a fin de experimentar en distintos grupos de pozos esta **manera poco tradicional** de restituir su productividad. A continuación los distintos “grupos de pozos evaluados”.

- **Pozos en yacimientos produciendo de capas de condensado no-retrógrado, con enfriamiento y líquido en el fondo del eductor.**

Este caso fue el de diagnóstico y de comprensión más sencillo. Con el avance de la producción y la caída en la presión estática de las acumulaciones, también fue cayendo la producción al acumularse el condensado en el fondo de los pozos (resultado del enfriamiento) y alcanzarse niveles bajos de presión que no lograban levantar la columna parcial de líquido y que la presión fluyente de fondo (en condiciones dinámicas) venciera el peso de la columna y la fricción para mantener una tasa estable.

En una primera etapa (antes de llevar al cese definitivo de la producción) se podía restablecer el flujo en condiciones dinámicas mediante el achique (swabbing o swabeo) con equipo de fondo (achique con copas de goma) que levantaba la columna líquida hasta restablecer condiciones de flujo en **condiciones dinámicas**, mientras que en **condiciones estáticas** el peso de la columna hidrostática del pozo lleno compensaba la presión estática, impidiendo el flujo.

Reiniciar el flujo, con gas-lift, intermitente o continuo, se convirtió en una opción válida en numerosos casos de este grupo.

- **Pozos en yacimientos produciendo de capas de condensado no-retrógrado, con enfriamiento en la vecindad de las perforaciones y condensación y bloqueo de líquido en la zona cercana a las perforaciones.**

Aunque este grupo de pozos no es idéntico al anterior, la solución fue parecida, resolviendo la situación de manera similar (achique y/o gas-lift intermitente o continuo) luego de una etapa inicial de inyección de alcoholes, solventes muy livianos e inclusive nitrógeno, para atenuar o eliminar el bloqueo de líquido, y luego proceder a vencer la resistencia del peso de la columna líquida en el eductor, aliviando la columna en cuanto a su gradiente promedio con el gas de levantamiento intermitente o continuo.

Así se logró restablecer el flujo en estos pozos, de manera permanente, ya que la condensación de líquidos del efluente ocurría ahora por enfriamiento dentro del eductor, en vía al cabezal, en condiciones de flujo dinámico, y con la columna aliviada por el gas “seco” del sistema de levantamiento.

- **Pozos de gas húmedo pesado, sin condensación a niveles profundos, pero con gradientes estáticos relativamente altos dentro del eductor que impedían reducir la presión de abandono.**

Este es uno de los grupos de pozos donde la aplicación del levantamiento artificial con gas resultó **“más novedoso”**. Así, el gradiente reducido del gas seco de inyección, reducía el peso de la columna al mezclarse con el gas húmedo más pesado, se mantenía el

pozo fluyendo con el gradiente fluyente reducido de fricción, y se levantaba “gas húmedo” más rico en pesados con gas seco de mucha menor gravedad específica (básicamente metano).

En todos los grupos y casos aquí referidos se dieron condiciones de flujo con efectos contradictorios: Por una parte, una vez restablecido el flujo de fluidos residentes a distancia en el yacimiento, era de esperar que su temperatura fuese la que corresponde a la acumulación por su profundidad, debido al gradiente geotérmico, **es decir un fluido caliente** donde la temperatura no induce la condensación de líquidos dentro del yacimiento sino en la parte del **eductor más cercana a la superficie**. Por la otra, a nivel de las perforaciones, la expansión más súbita de la fase gaseosa al salir del medio poroso y entrar en el eductor (efecto Joule-Thomson) causaba un **enfriamiento indeseado** con condensación de líquidos en posiciones profundas cercanas a las perforaciones, incremento del peso de la columna, contrapresión etc. lo cual se podía manejar en condiciones dinámicas con el levantamiento artificial con gas seco, pero ciertamente **no ayudaba a la meta de reducir la presión de abandono**.

Así, se propuso para estos últimos casos emular el flujo del medio poroso, pero **“dentro de la parte profunda del eductor”** limitando la expansión súbita del gas a su entrada de las perforaciones al eductor, y por tanto el enfriamiento por expansión arriba descrito, atenuando la caída súbita de presión con material poroso reductor gradual de la velocidad.

Se hicieron con éxito las pruebas de campo, para evitar así en lo posible el enfriamiento, y el levantamiento con gas de estos “pozos problemáticos de gas” se convirtió en una práctica común en la región indicada.

Ingeniería involucrada en la solución

Como en otros casos en el Oriente Venezolano, las empresas operadoras, primero las transnacionales y luego las filiales de PDVSA, mostraban gran disposición a probar operacionalmente las soluciones de ingeniería que el equipo de EGEP presentaba y mejoraba con el apoyo de los ingenieros de las operadoras.

Por las filiales como CORPOVEN y MENEVEN destacaron en esos esfuerzos conjuntos John Viney, Cesar Delgado, John Servello y muchos otros.

El equipo de EGEP lo dirigían Cesar Pieve, Martin Essinfeld y Luis Silva, con el apoyo continuo de Domingo Orta, Rolando García, Juan Cova, Gustavo Nieves y muchos otros. Además, El Ingeniero Jesús Patiño también hizo aportes importantes en estas aplicaciones.

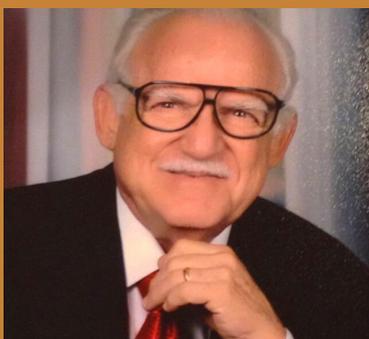
Al final, lo que se destaca es que el equipo integrado formado por los Ingenieros de EGEP y los de las Operadoras, fueron capaces de idear nuevas aplicaciones para métodos y soluciones tradicionales de levantamiento, en situaciones que “normalmente” no se hubieran considerado “válidas”; y sin embargo, resultaron exitosas.

Otro logro de la ingeniería de petróleo Venezolana.

egep

Desarrollando Soluciones
No Convencionales para sus
Problemas de Yacimiento

<http://egepconsultores.com>



Dr. Martín Essinfeld Yahr, CEO de EGEP Consultores

Graduado Summa Cum Laude en 1966 de la Universidad Estatal de Pennsylvania, EE. UU.
Con un B.S. en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural y un Doctorado en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural en 1970.

Luego de trabajar en Mobil, en 1972 funda Egep Consultores y hasta la fecha ha sido un referente internacional en el área de la producción de petróleo y gas, realizando miles de proyectos para operadoras como Shell, Exxon, PDVSA y compañías en todas partes del mundo.

Desde la Escuela de Petróleo UCV

En algún momento alguien dijo: “**Si ante un problema se sigue la misma solución del pasado, se pueden esperar los mismos resultados**”. Precisamente esta Cápsula 23 usa ejemplos concretos de que aunque lo dicho es válido, al hacer lo contrario podrían obtenerse soluciones distintas.

Lo primero que llama la atención en el relato es que se agruparon los “pozos-problema” en grupos o paquetes en los que el diagnóstico de las condiciones para el cese de la producción era similar. De esa manera, había la certeza de que el “intento de solución” atacaba lo que se presumía era un “causa común”, fuera líquido externo por enfriamiento más caída de la presión estática u otras causas.

Por otra parte, se fue contracorriente de lo tradicional: levantar “**gas con gas**”, pero en condiciones muy particulares y debidamente diagnosticadas.

Adicionalmente, se variaron las soluciones (de más o menos el mismo tipo) para los distintos grupos, como por ejemplo la “atenuación” de la caída de presión a la salida de las perforaciones para afectar el enfriamiento, y varias otras partes de las soluciones.

De nuevo, estos Ingenieros de Petróleo, en su casi totalidad relacionados a la Universidad Central de Venezuela fueron flexibles, además de creativos, lo cual les permitió hacer un aporte significativo y concreto para la producción futura de los Campos indicados. Otro logro de la Ingeniería de Petróleo Venezolana.

Prof. Miguel Castillejo
Director
Escuela de Ingeniería de Petróleo UCV
Agosto-2021

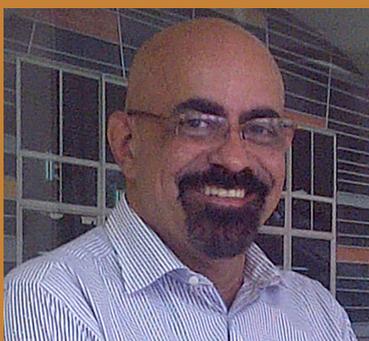
Palabra Verdadera

Una publicación de
EGEP Consultores

Encuentra todos los volúmenes de
Palabra Verdadera [aquí](#)



https://bit.ly/PetroleoUCV_40años



Prof. Miguel Castillejo, Director, Escuela de Petróleo UCV

Graduado en la Universidad Central de Venezuela de Ingeniero de Minas en 1981. Ha ocupado varios cargos Directivos dentro de la Institución. En la actualidad se desempeña como Profesor Titular y Director de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, dedicado principalmente a la Geomecánica Minera, Petrolera y Civil. También es Coordinador del Laboratorio de Mecánica de Rocas de la Escuela de Geología Minas y Geofísica, es asesor de estudiantes en Tesis de grado y Postgrado, así como en el desarrollo de proyectos de Geomecánica en Obras Civiles de gran importancia para el país.

miguel.castillejo@ucv.ve