

Cuenca del Golfo San Jorge, ¿cómo terminamos 2010 y cómo seguimos?

Por Marcelo Hirschfeldt (*)

El pasado año 2010 no fue uno de los mejores en términos de producción de petróleo para la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ). Por otro lado es una situación que lamentablemente parece no generar conciencia debido a que en los últimos años ha sido muy difícil de revertir.

Lo cierto es que a diciembre de 2010, la producción de petróleo de la Cuenca llegó a los 30,967 m³/d, casi 15,000 m³/d por debajo del promedio de los últimos meses. Si bien podríamos decir que es una situación puntual debido a los continuos conflictos gremiales, la realidad es que desde fines de 2005 la producción de petróleo ha venido declinando año tras año, sin notarse un pronóstico alentador.

¿Por qué puede aumentar o declinar la producción de petróleo en la Cuenca?

Si analizamos la curva histórica presentada desde enero de 1999 (ver gráfico 1), vemos un incremento en la producción del fluido total (agua+petróleo) hasta fines del año 2006, la cual podría haber estado asociada entre otros aspectos al incremento del número de pozos activos en producción (ver gráfico 2).

Respecto a la producción de petróleo en este mismo período, el incremento se podría haber dado no sólo por el número de pozos nuevos que se incorporaron, sino también a la producción de petróleo a partir de la implementación de proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua. (La producción de petróleo por recuperación secundaria forma parte del 41% de la producción total de petróleo de la CGSJ).

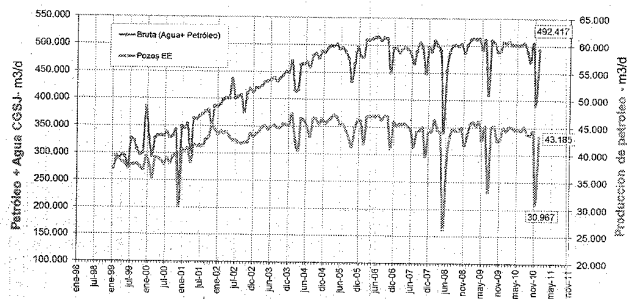
Si analizamos lo que sucede a partir del año 2006, se ve una estabilización de la producción bruta (agua+petróleo) a pesar de que el número de pozos activos se fue incrementando hasta comienzos del año 2009. Y con respecto a la producción de petróleo vemos que existe una declinación constante desde esa época hasta la actualidad. Dentro de los factores que podrían afectar esta producción de petróleo podemos mencionar:

Los reiterados conflictos gremiales que llevaron al paro de muchos pozos productores e inyectoros de agua durante los últimos años.

Una inyección de agua para proyectos de recuperación secundaria estabilizada y no incremental, la cual podría haber estado afectada por los paros de producción antes mencionado y también por el cierre de pozos inyectoros por supuestos problemas de integridad en sus cañerías de revestimiento como fue el caso de Santa Cruz Norte.

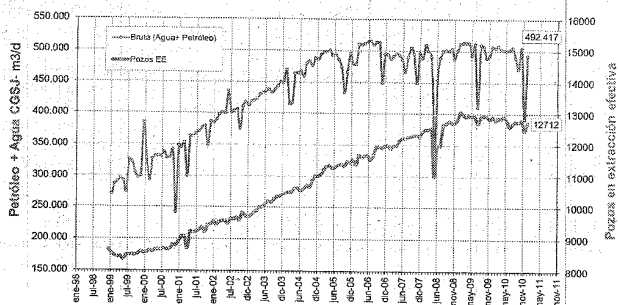
En lo que respecta a la producción proveniente de proyectos de recuperación secundaria, hay que mencionar que cuando se deja de inyectar agua por un período determinado, la restitución de la producción es muy lenta y generalmente no se llega a los valores anteriores a la interrupción. También en este punto es importante resaltar que si la producción bruta (agua+petróleo) es constante, como se ve desde el año 2006, esto implicaría una inyección de agua constante lo que llevaría a una declinación en esta producción como resultado del comportamiento típico de una curva de producción de petróleo por recuperación secundaria.

Gráfico 1 Producción (Petróleo y Agua) vs Producción de Petróleo (a Enero 2011)



Fuente: Secretaría de Energía Argentina. Gráficos realizados por OilProduction Consulting & Training

Gráfico 2 Producción Bruta (Petróleo y Agua) vs Pozos en extracción efectiva



Fuente: Secretaría de Energía Argentina. Gráficos realizados por OilProduction Consulting & Training.

¿COMO TERMINAMOS 2010?

El año 2010 se terminó con uno de los conflictos gremiales más grandes de los últimos años; por otro lado, desde fines del año 2008 el número de pozos en producción efectiva no superó los 13.000 y de hecho ha declinado año tras año, aunque el número de pozos nuevos incorporados ha sido de aproximadamente 62 pozos por año (promedio 2010). Entonces, ¿por qué la CGSJ no puede incrementar la producción de petróleo si se siguen perforando pozos nuevos año tras año? La discontinuidad en la producción (tiempo de marcha de pozos productores) y en la inyección de agua en proyectos de secundaria podría ser alguno de estos factores. Otro aspecto podría ser la productividad de los pozos nuevos perforados, aunque si así fuera, lo primero que se tiene que garantizar es la continuidad de la producción de cada uno de los pozos productores de hidrocarburos.

¿COMO SEGUIMOS?

En términos de producción de petróleo no es alentador, debido a la continua declinación de la misma y a la no visualización de estrategias claras a la hora de administrar los hidrocarburos del país (aspectos económicos-sociales-sindicales) y principalmente en la CGSJ. Por otro lado, si a esto lo asociamos a los costos de producción que

año tras año se incrementan, el resultado directo sería un incremento en el costo de explotación por cada barril de petróleo, situación normal y esperable en cuencas maduras como estas, donde el porcentaje de agua (del 91%) se incrementa con el paso del tiempo.

Podríamos decir que esto no es una situación de riesgo para la integridad socio-económica de la región considerando los precios actuales del WTI (petróleo tipo West Texas Intermediate). Pero siendo la explotación petrolera el eje económico de la región, y siendo el petróleo un "commodity" donde su precio internacional escapa a cualquier predicción posible debido a sus múltiples variables que lo gobiernan, solo nos resta ser inteligentes como sociedad para poder administrar un recurso no renovable y explotarlo pensando en el futuro.

Hacerlo de manera sostenible es la cuestión, no sólo para el medio ambiente sino también para cada una de las personas que habitamos esta región desde hace mucho tiempo y hemos convivido con distintas crisis, y para que la CGSJ no termine como un pueblo minero, burbuja de ilusiones para aquellos que solo quieren salvar el momento y no deseen convivir con cada uno de los habitantes de esta región.

(*) Ingeniero. Oilproduction Consulting & Training. www.oilproduction.net