

## CAPITULO I

### FUNDAMENTOS DE LA SEPARACIÓN DE HIDROCARBUROS

Los fluidos en la cabeza del pozo son una mezcla multicomponente de moléculas de hidrógeno y carbono principalmente, donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y otras características físicas y químicas. Estos fluidos pueden estar presentes dentro del yacimiento en una o dos fases (líquida y/o gaseosa) a la presión y temperatura de confinamiento; cuando se encuentran en una sola fase y se le somete a cambios de presión y temperatura, el fluido experimenta alteraciones en sus características fisicoquímicas, con ello se genera en la cabeza del pozo la liberación de gas en el seno del líquido, con lo cual se requiere de la separación física de estas dos fases, siendo esta operación una de las más básicas en el proceso de producción y tratamiento del aceite y gas.

La selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción, reducir los costos por compresión de gas, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos, y a la obtención de productos estabilizados (**Nolasco Garaicochea , 1978**).

Para establecer las condiciones de separación mas apropiadas, de acuerdo a las características de los fluidos producidos, se tiene que considerar las siguientes variables de control: el tipo, el tamaño y los dispositivos internos del separador, el tiempo de residencia del aceite, las etapas de separación, las presiones y temperaturas de operación y el lugar de instalación de los separadores, por citar algunos ejemplos. Es evidente que existirá una combinación de todas estas variables que nos permita obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los

objetivos de producción establecidos. Estos objetivos están orientados a la obtención de:

**Alta eficiencia en la separación del aceite y gas.** Esta eficiencia en un separador depende fundamentalmente de su diseño. Las características de los fluidos y los gastos determinan el tipo y las dimensiones del separador para cada caso particular.

**Mayores ritmos de producción.** Cuando las condiciones de explotación de los campos productores son favorables, el ritmo de producción de sus pozos puede aumentarse reduciendo su contrapresión en la superficie. La menor contrapresión, y por consiguiente el mayor gasto, se obtiene colocando los separadores lo mas cercanamente a los pozos, ajustando simultáneamente su presión de operación al valor mínimo que las condiciones de producción lo permitan; lo anterior sucedería cuando la presión en la cabeza del pozo es controlada por la presión del separador (cuando no tiene estrangulador). En caso de tener pozos estrangulados, lo que se logra es mantener un mayor tiempo de afluencia de los pozos a la etapa de separación correspondiente.

Un ritmo óptimo de producción dependerá de las condiciones de operación del pozo, las cuales son determinadas por medio de un análisis previo en el que se deben involucrar tanto el comportamiento del yacimiento como el que tiene en las pruebas de presión y de producción. (**G. Hernández R. y B. Cabello M , 1995**).

**Mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.** Debido a que los hidrocarburos de mayor valor comercial son los líquidos, frecuentemente la eficiencia del proceso de separación se relaciona con la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene la fase gaseosa que abandona los separadores. Para reducir al mínimo esta cantidad de líquidos es necesario generalmente realizar el proceso de separación en varias etapas; es decir que el líquido desalojado del primer separador pase por otros que operen a presiones reducidas secuencialmente, hasta llegar al tanque de almacenamiento, donde en forma natural se efectúa la última etapa de separación, a la temperatura y presión

ambiente. En esta forma también se obtiene un mayor grado de estabilización del aceite y gas separados. La cantidad de líquido recuperable puede obtener simulando el proceso de separación en el laboratorio, o matemáticamente mediante el empleo de ecuaciones de estado, si se conoce la composición de la mezcla de hidrocarburos producidos.

**Menores costos por compresión de gas.-** En la determinación de las presiones de separación de un sistema en etapas, se puede establecer como meta esencial, la minimización de costos de operación mantenimiento e inversión por el equipo de compresión, el cual se requiere para transportar y entregar el gas producido a las condiciones requeridas por petroquímica. En general los costos por este concepto resultan bastantes significativos, debido esencialmente a los siguientes factores:

- Los volúmenes de gas que se separan en las baterías de recolección son con frecuencia elevados, especialmente cuando se manejan fluidos producidos de yacimientos con aceite volátil, que se caracteriza por tener factores de volumen y relación gas-aceite generalmente mayores de 1.7  $m^3/m^3$  y de 1200  $pie^3/bl$  respectivamente.
- La presión a la que debe llegar el gas a las plantas de endulzamiento es del orden de 1000  $lb/pg^2$ , esto es por especificaciones de diseño de las propias plantas (Nolasco Garaicochea , 1978).
- Debido a que la distancia entre las estaciones de recolección y las plantas de endulzamiento es considerable, se requiere que al gas le sea suministrada cierta energía adicional para enviarlo a la planta con la presión especificada.

**Aceite y gas estabilizado.-** A fin de que el aceite no experimente pérdidas sustanciales por evaporación durante su almacenamiento, al ser manejado a condiciones superficiales en las refinerías, o al cargar los buques para su exportación, es necesario estabilizarlo previamente. El aceite se estabiliza

ajustando su presión de vapor de modo tal que esta sea menor que la atmosférica a la temperatura máxima esperada en el medio ambiente.

Un gas estabilizado no formará condensados al quedar sometido a los cambios de presión y temperatura que experimentará durante su transporte por tuberías superficiales. Los condensados se forman al disminuir la temperatura de un gas y/o al incrementar su presión, por lo tanto, el gas se estabiliza eliminando los componentes que pudieran llegar a condensarse al ser manejado posteriormente. En esta forma se ajusta su temperatura de rocío a la presión máxima de operación del gasoducto que lo transportara. Si el gas no es estabilizado, el agua y los hidrocarburos condensados pueden ocasionar problemas de corrosión, represionamiento en las líneas e instalaciones, formación de hidratos, incrustaciones de sales y una disminución en la capacidad de transporte de los gasoductos.

En la práctica, una vez establecido el ritmo de producción, se optimizan las presiones y número de etapas de separación con el fin de recuperar el mayor volumen de líquidos, sin descuidar los aspectos de estabilización y compresión del gas.

Debido a la naturaleza multicomponente de los fluidos producidos, conforme más alta sea la presión a la cual se realiza la primera etapa de separación, se obtendrá una mayor cantidad de líquido en el separador, pero si esta presión es demasiado alta muchos componentes ligeros permanecerán en la fase líquida y serán liberados hacia la fase gaseosa en el tanque de almacenamiento, por otro lado si esta presión es demasiado baja, muchos componentes no permanecerán estables en el líquido, siendo liberados y arrastrados por la corriente de gas. Por esto, es muy importante seleccionar adecuadamente las presiones de separación y el número de etapas, para encontrar un punto de equilibrio que sea económicamente rentable.