

## CONCLUSIONES

### **En referencia a la Simulación:**

El gas amargo de la salida del SHAP tiene un 20% de líquido, debido a que su presión y temperatura de entrada no son las adecuadas para una separación eficiente, por lo que se puede hacer una reducción del diámetro de tubería para que haya un aumento de presión.

El gas amargo de la salida del SHBP y SVRV están cerca de la curva de equilibrio de fases, por lo tanto nos damos cuenta que si se aumentara la temperatura en el proceso de separación de los dos equipos tendríamos la ventaja de que el gas llevado a compresión o al proceso procesador de gas no se condensaría tan fácilmente por pérdidas de presión y temperatura.

El aceite crudo de la salida del SHEBP está totalmente estabilizado para su bombeo hacia el complejo petroquímico o comercialización.

El diseño mecánico de los equipos puede mejorar el proceso de separación, ya que la selección de los accesorios del proveedor y constructor deben de ser de una eficiencia al casi 100%.

### **En referencia a los cálculos:**

Se emplean unidades del sistema inglés debido a que los estándares de fabricación de los equipos (recipientes, API, ASME, ASTM, etc.) son americanos, para el equipo dinámico (bombas, compresores, etc.) también aplican estándares americanos para los materiales de fabricación, construcción y pruebas.

Los criterios de diseño se encuentran establecidos en Normas de Pemex, los cuales de manera resumida son:

Presión de diseño 1.1x presión máxima de operación.

Temperatura de diseño (temperatura máxima de operación x 1.15)+ 32°F.

Flujo = flujo máximo de operación.

Para efectuar la revisión hidráulica de los sistemas se deben considerar los casos mas extremos combinando las condiciones de operación, por ejemplo:

Flujo máximo a temperatura mínima y presión mínima para caídas de presión y dimensionamiento preliminar de líneas.