

4. MARCO TEÓRICO

a) Análisis Nodal del Sistema

i. Fundamentos

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades cada vez mayores de energéticos, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 4.1). Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

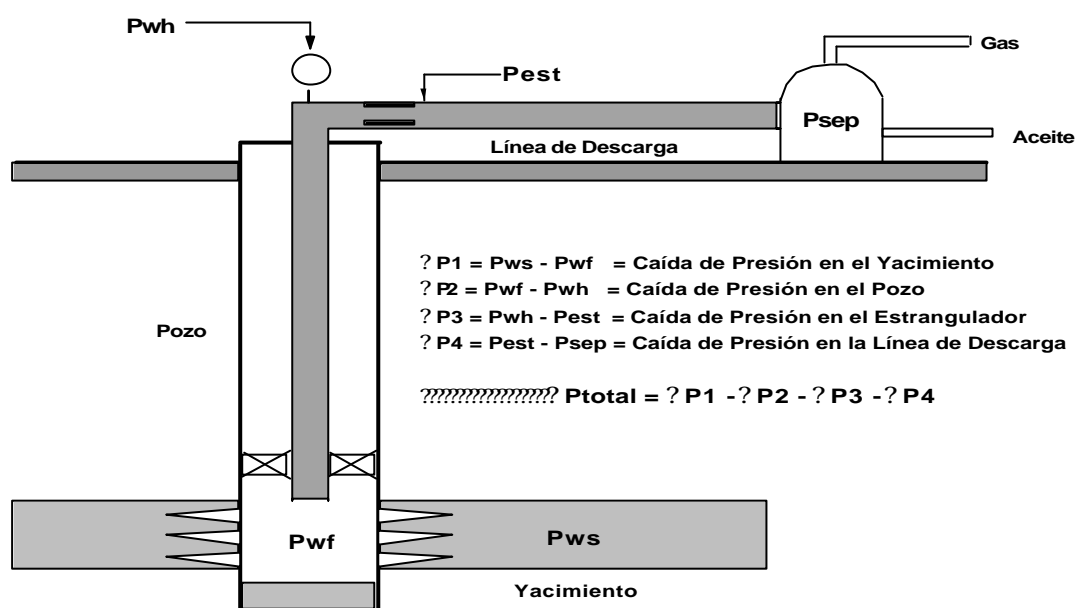


Figura 4.1 Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal.

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (Pws) y la presión de separación en la superficie ($Psep$). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, si no que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- a) Características del yacimiento.
- b) Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- c) Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- d) Porcentaje de agua producido
- e) Relación gas-líquido
- f) Longitud de las tuberías.
- g) Temperatura
- h) Características de los fluidos a manejar
- i) Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- j) Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

ii. Curvas de Comportamiento de Afluencia (IPR)

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

donde:

q_o = Gasto de aceite (BPD)

P_{ws} = Presión promedio en el yacimiento = Presión de Fondo Estática
en el Pozo (Psia)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (Psia)

Sin embargo, posteriormente **W. E. Gilbert (1954)** realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dió cuenta que esto sólo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción (ver Figura 4.2).

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite . Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

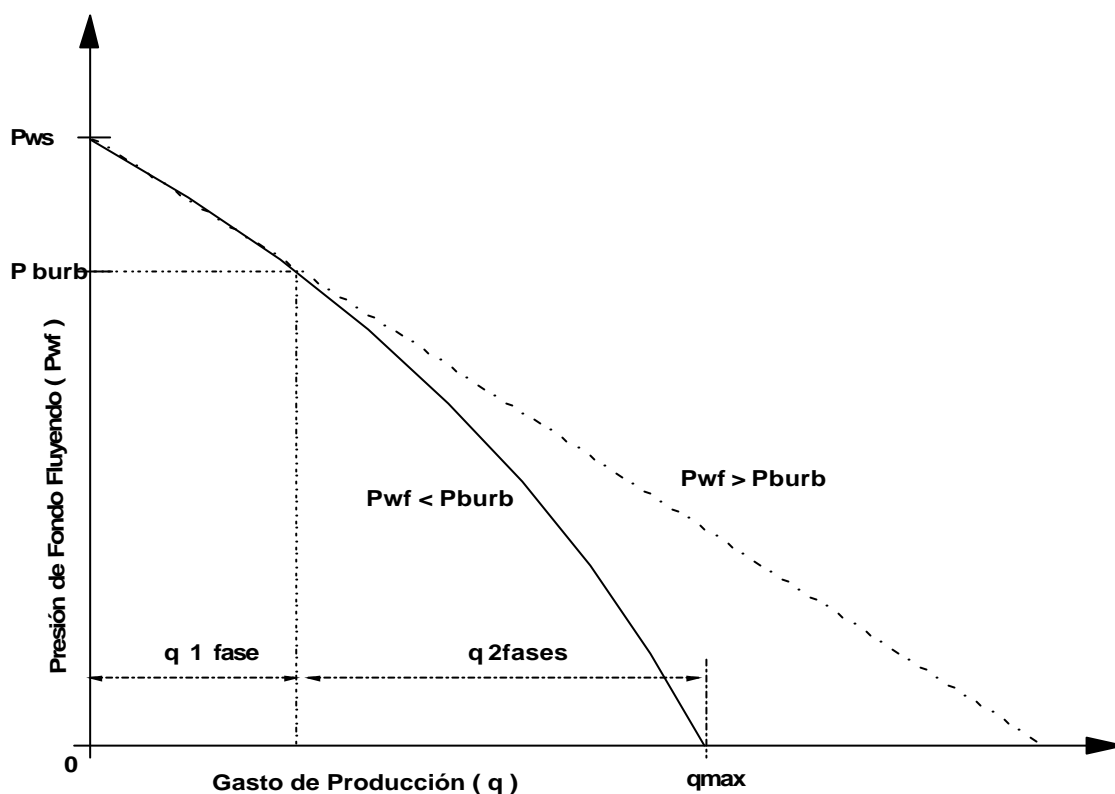


Figura 4.2 Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión-Producción.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. **M. V. Vogel (1968)** desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 4.2}$$

donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{wf} = Presión de Fondo estática.

M.J. Fetkovich (1973) demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 4.3}$$

donde :

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{wf} = Presión de Fondo estática.

C = coeficiente de la curva

n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar el método de Fetkovich, es necesario determinar los valores de C y de n . Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene intersectando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto (Ver Figura 4.3).

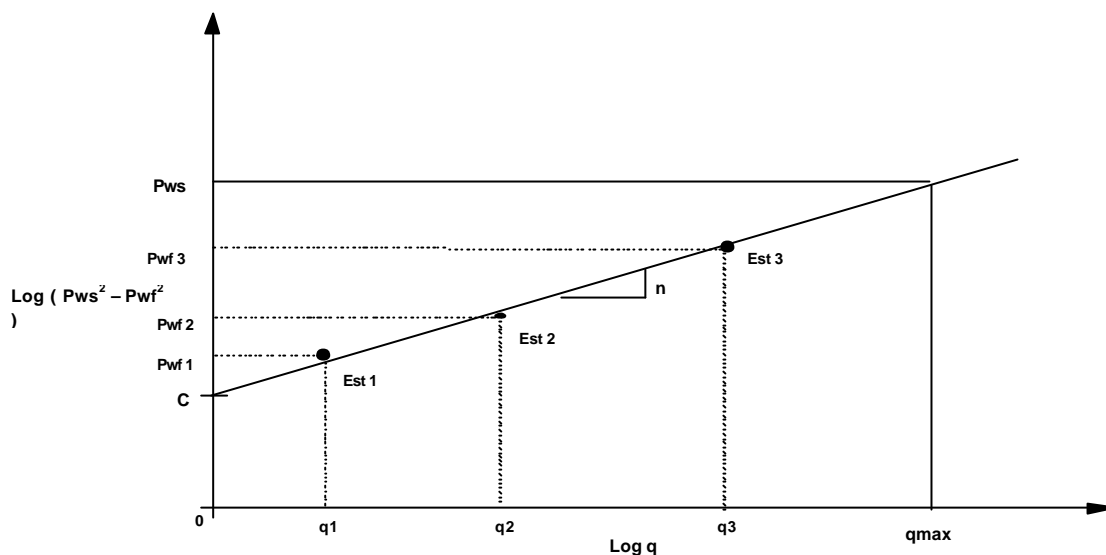


Figura 4.3 Esquema de comportamiento Presión-Producción de acuerdo a correlación de Fetkovich.

iii. Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.

Diversos investigadores (ver tabla 4.1) han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de

tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

Tabla 4.1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
Flujo Vertical				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5 pg	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pg	Gas y condensado
Flujo Horizontal				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 a 1.1017 pg	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pg	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de

diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

La Tabla 4.1, presenta una referencia rápida de las correlaciones más utilizadas así como su rango de aplicación:

iv. Flujo Multifásico a través de Estranguladores.

Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos.

La predicción del comportamiento del flujo de mezclas gas – líquido en orificios no es un problema que pueda considerarse resuelto. Existen numerosos estudios sobre este tema y se han desarrollado varias correlaciones que relacionan el gasto a través del orificio, la presión y temperatura antes del orificio y el área de estrangulamiento cuando el flujo es crítico. Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos probados, sin embargo, se desconoce su precisión fuera de esos límites.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones citadas. Por lo tanto, es recomendable que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras de flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos en los que tiene flujo solo de gas o flujo solo de líquido.

Existen diversas correlaciones que predicen el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores, pero las más utilizadas son las de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong (ver Tabla 4.2). A partir de datos de producción Gilbert desarrolló una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, recomendando que dicha relación fuera de 0.588 o menor. Ros, Baxendell y Achong, tomaron como base el trabajo de Gilbert y cada uno estableció una correlación en la que sólo variaron los coeficientes de flujo.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por estos investigadores es la siguiente:

$$P_1 = \frac{A q_L R^B}{d_c^C} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

donde:

P_1 = Presión corriente arriba (psi)

q_L = Producción de líquido (BPD)

R = Relación Gas libre – Líquido (pies³ / BI)

d_c = Diámetro del estrangulador (64 avos de pulgada)

A,B,C = constantes que dependen de la correlación y que toman los siguientes valores:

Tabla 4.2 Parámetros a emplear en ecuación 4.4

Correlación	A	B	C	Año
Gilbert	10.0	0.546	1.89	1954
Ros	17.40	0.500	2.00	1960
Baxendell	9.56	0.546	1.93	1963
Achong	3.82	0.650	1.88	1974

b) Recuperación de Líquidos a Partir del Gas Natural (NGL)

La recuperación de líquidos a partir del gas natural (NGL) es algo común en el procesado de gas, y puede llegar a tener una gran importancia económica, sin embargo, este aspecto puede pasar a segundo plano cuando la NGL se convierte en algo necesario cuando se tiene que cumplir con especificaciones de calidad en los puntos de venta del gas.

Un sistema de refrigeración disminuye la temperatura del fluido que es enfriado por debajo de lo que es posible obtener mediante agua o aire a condiciones ambientales. La temperatura producida depende de la meta a cumplir.

Las razones principales para implementar un proceso de recuperación de líquidos son:

1. Administrar la energía de yacimientos de alta presión y temperatura
2. Evitar al máximo la condensación de líquidos durante el transporte de gas en ductos.
3. Alcanzar especificaciones del gas en los puntos de venta
4. Maximizar la recuperación de líquidos para su comercialización (aceite y/o condensados).
5. Disminuir costos de operación y mantenimiento por concepto de corridas de diablos instrumentados y de limpieza en ductos de transporte.

Los 3 procesos básicos de recuperación de líquidos son:

- i. Expansión Joule – Thompson o separación a baja temperatura (LTS)
- ii. Refrigeración externa o mecánica (ciclos de expansión – compresión de vapor)
- iii. Turbinas de expansión o expansión criogénica.

i. Expansión Joule – Thompson

En la expansión Joule – Thompson el gas pasa primero por un intercambiador de calor para recibir un pre-enfriamiento, y posteriormente a través de una válvula de expansión o estrangulador. Esta expansión es un proceso isoentálpico donde la caída de presión genera una disminución de temperatura, la cual provoca una separación de los líquidos condensables. Generalmente en este tipo de proceso, el gas debe comprimirse para alcanzar la presión requerida para su transporte.

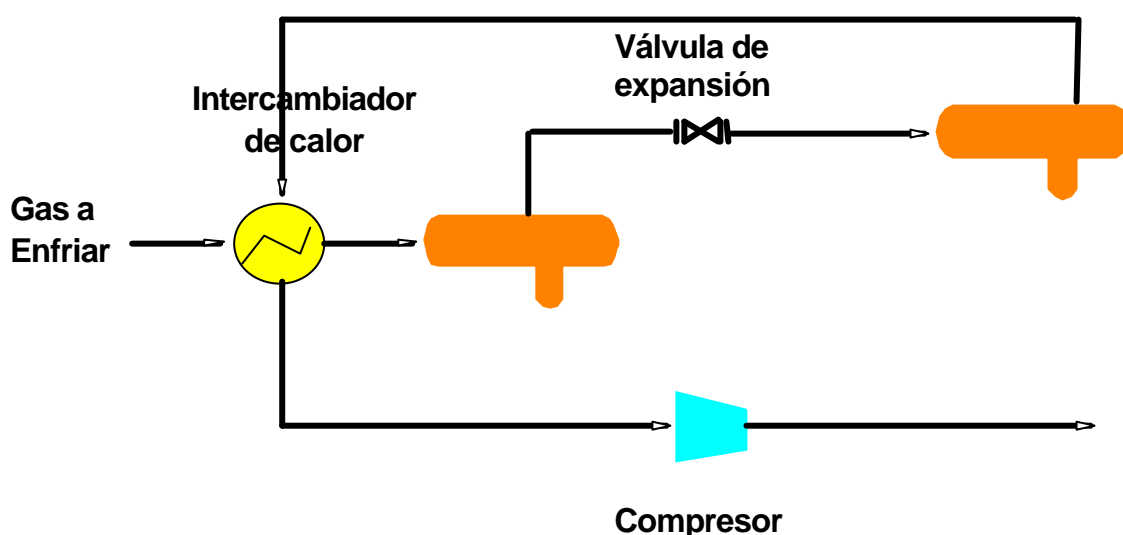


Figura 4.4 Esquema de proceso de enfriamiento de gas natural mediante expansión con válvula (efecto de Joule-Thompson).

ii. Refrigeración Externa o Mecánica

La refrigeración es el proceso mas directo para la recuperación de líquidos, en la cual la refrigeración externa o mecánica es proporcionada por un ciclo de expansión – compresión de vapor, que generalmente utiliza al propano como agente refrigerante.

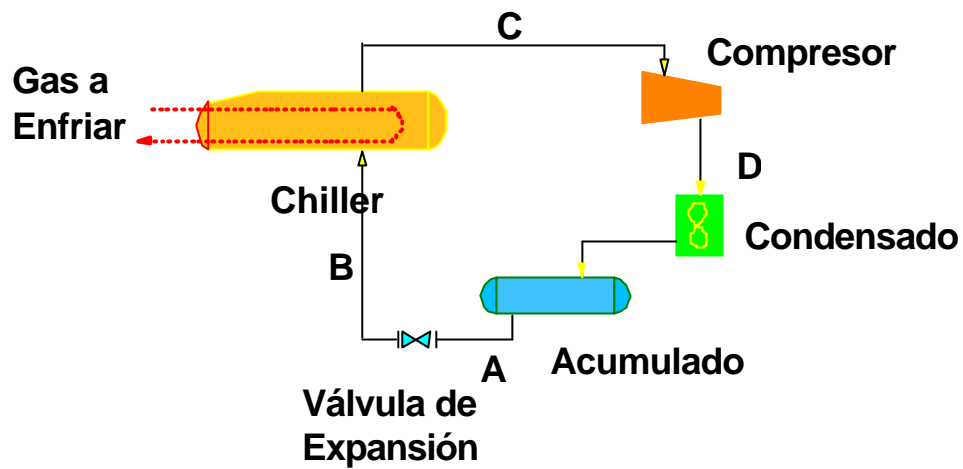


Figura 4.5 Esquema de proceso de enfriamiento de gas natural mediante refrigeración mecánica o externa (ciclo de refrigeración de propano).

- A.** El líquido refrigerante saturado se expande en la válvula
- B.** Debido a la expansión se vaporiza parcialmente y entra en el Chiller a una temperatura menor a la de la corriente de gas.
- C.** Sale del Chiller totalmente vaporizado.
- D.** Este vapor se comprime y se envía a un condensador donde se transforma en líquido al 100%, y posteriormente se almacena en un acumulador para repetir el ciclo

iii. Turbinas de expansión o Expansión Criogénica

En este proceso, el gas se hace pasar a través de una turbina de expansión. Es esta misma expansión del gas la que genera potencia a través de una flecha, reduciendo de esta manera la entalpía del gas. Esta disminución de entalpía provoca una mayor caída de presión que en las válvulas de expansión, con lo que se alcanzan menores temperaturas, y por lo tanto, una mayor recuperación de líquidos. Este proceso se ha vuelto muy popular debido a su relativo bajo costo y simplicidad. La temperatura final que se alcanza en la salida depende de la caída de presión, de la cantidad de líquidos recuperados y de la potencia alcanzada en la flecha. Esta potencia se puede utilizar para impulsar un compresor y/o cogenerar energía eléctrica.

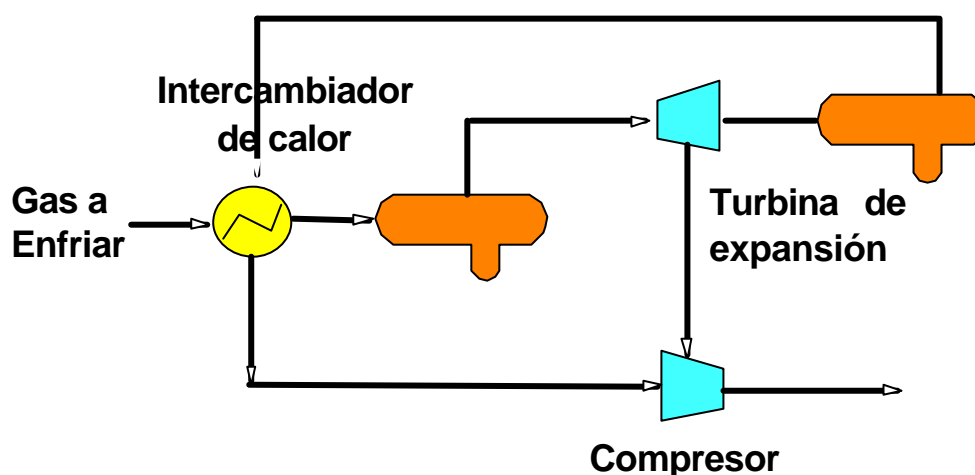


Figura 4.6 Esquema de proceso de enfriamiento de gas natural mediante turbinas de expansión.