

5. DEFINICIÓN DE INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACIÓN

a) Discretización y análisis de la información disponible

El análisis cromatográfico en base seca de la muestra de la mezcla original obtenida del pozo Costero 1 es el mostrado en la Tabla 5.1, el cual fue realizado por personal de Pemex Exploración y Producción.

Tabla 5.1 Análisis cromatográfico del pozo Costero 1.

Componente	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
% mol	78.931	4.365	1.915	0.421	1.630	0.594	0.828	1.125	8.161
Componente	CO2	N2	H2S	Total	PM	Presión	Temp.		
% mol	1.250	0.500	0.280	100.00	32.45	350 Kg./cm ²	182°C		

Fuente: Expediente del Pozo Costero 1. Pemex Exploracion Produccion

El análisis cromatográfico presentado se realizó en base seca, es decir sin considerar agua, además que en el componente C7+ se agruparon todas las fracciones pesadas de hidrocarburos. Por esta razón, se realizó una caracterización del aceite utilizando el simulador de procesos Hysys versión 2.4 para descomponer la fracción C7+ en 20 pseudo componentes, con objeto de que las simulaciones de flujo y de proceso contempladas a realizar en forma posterior, reprodujeran con mayor precisión el comportamiento de la mezcla de fluidos de acuerdo al análisis PVT realizado a la misma. En dicha caracterización se añadió agua como componente hasta saturar la mezcla, con el fin de que en las simulaciones se considerara la presencia de agua, ya que aunque en la prueba de presión – producción no se manifestó agua libre, es común que los yacimientos presenten un acuífero asociado.

Tabla 5.2 Composición de la mezcla caracterizada.

Comp.	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7*	C8*	C9*	C10*	C11*
Frac. mol	0.7851	0.0434	0.0190	0.0042	0.0162	0.0059	0.0082	0.0112	0.0047	0.0042	0.0053	0.0065	0.0069
Comp.	C12*	C13*	C14*	C15*	C16*	C17*	C18*	C19*	C20*	C21*	C22*	C23*	C24*
Frac. mol	0.0069	0.0067	0.0063	0.0058	0.0052	0.0045	0.0039	0.0033	0.0028	0.0023	0.0019	0.0015	0.0012
comp.	C25*	C26*	CO2	N2	H2S	H2O	Total	PM	Presión	Temp.			
Frac. Mol	0.0010	0.0002	0.0124	0.0050	0.0028	0.0053	1.0000	32.45	350 Kg./cm2	182°C			

*Pseudo componentes obtenidos por simulación a partir del C7+

Los resultados obtenidos después de aplicar el procedimiento aquí descrito se muestran en la Tabla 5.2 y Tabla 5.3, mientras que la descripción detallada del mismo se puede apreciar en este capítulo en el inciso e) Definición del proceso interno en la Batería Costero, en el apartado i) Simulación de proceso para ajuste de pruebas de presión-producción y análisis PVT de laboratorio.

Personal de las áreas de caracterización e ingeniería de yacimientos de Pemex Exploración y Producción realizaron un estudio utilizando toda la información disponible de registros geofísicos y sísmica 2D y 3D, con objeto de definir la forma y tamaño de la estructura geológica productora, y el volumen de reserva de hidrocarburos comercialmente explotable (caracterización estática), los resultados de la caracterización estática se aprecian en la Figura 5.1 Marco estructural del campo Costero, donde se muestra gráficamente la forma y tamaño de la estructura del yacimiento, así como el sistema de fallas dentro del mismo.

Tabla 5.3 Propiedades de pseudocomponentes hipotéticos.

Nombre	Peso Molecular	Densidad Líquido API	Temperatura Crítica (°C)	Presión Crítica (Kg./Cm2)
C₇	108.4	57.46	286.9	31.74
C₈	115.3	55.41	300.1	30.50
C₉	123.3	53.13	315.2	29.13
C₁₀	131.3	51.04	329.5	27.89
C₁₁	139.2	49.15	343.6	26.65
C₁₂	147.7	47.25	357.7	25.50
C₁₃	156.3	45.43	371.5	24.41
C₁₄	165.2	43.68	385.3	23.38
C₁₅	174.4	42.00	398.8	22.40
C₁₆	183.8	40.37	412.3	21.47
C₁₇	193.4	38.81	425.5	20.58
C₁₈	203.2	37.30	438.7	19.74
C₁₉	213.3	35.84	451.7	18.94
C₂₀	223.6	34.43	464.6	18.17
C₂₁	234.0	33.07	477.4	17.44
C₂₂	244.8	31.75	490.1	16.75
C₂₃	255.8	30.47	502.7	16.08
C₂₄	266.7	29.26	515.0	15.46
C₂₅	278.5	28.02	528.5	14.76
C₂₆	290.8	26.79	540.6	14.24

Posteriormente, se realizó una caracterización dinámica consistente en una simulación numérica del yacimiento con objeto de reproducir el comportamiento de la presión, temperatura y flujo de los fluidos para definir el número óptimo de pozos de desarrollo y la mejor ubicación de los mismos (ver Figura 5.2).

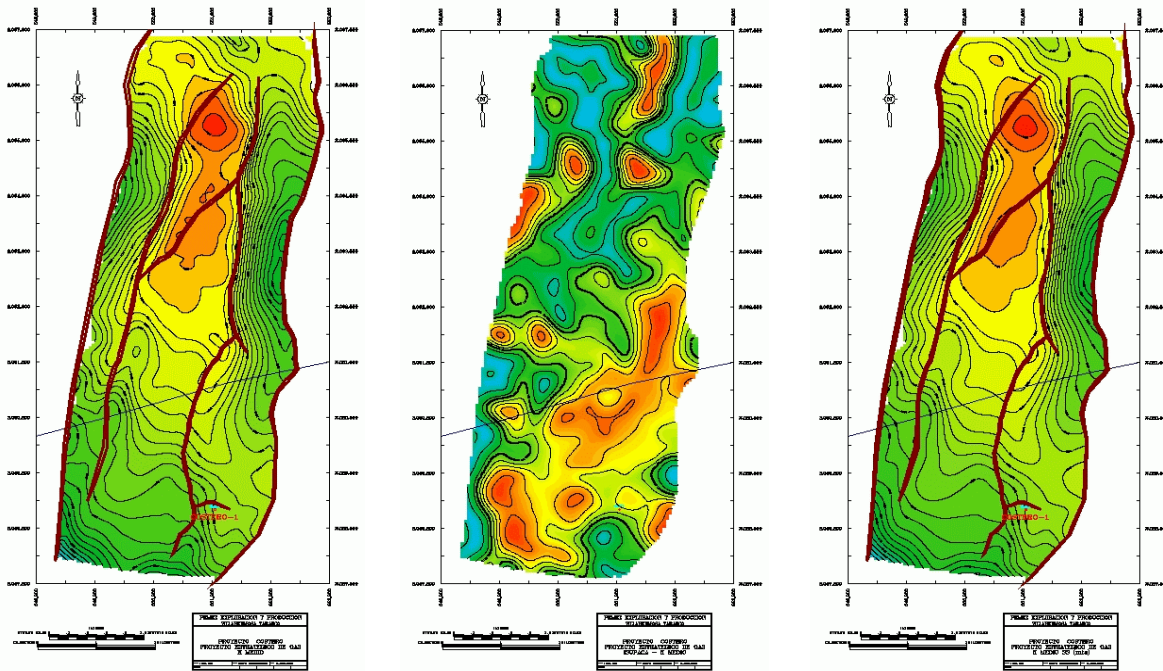


Figura 5.1 Marco estructural del campo Costero.

De esta caracterización dinámica se obtuvieron varios escenarios de producción, de entre los cuales, se escogió el correspondiente a 10 pozos, de los cuales seis se localizaran en el área de la costa del estado de Tabasco y son objeto del presente trabajo de tesis, de acuerdo a pronósticos la explotación de estos pozos forman una meseta o plataforma de producción con lo que la alternativa presentó los mejores indicadores de rentabilidad económica, además de ser el escenario ideal para el diseño de la infraestructura de explotación ya que al tener una plataforma de producción constante por un periodo largo de tiempo, se puede aprovechar mejor la capacidad de manejo y transporte de las instalaciones y ductos.

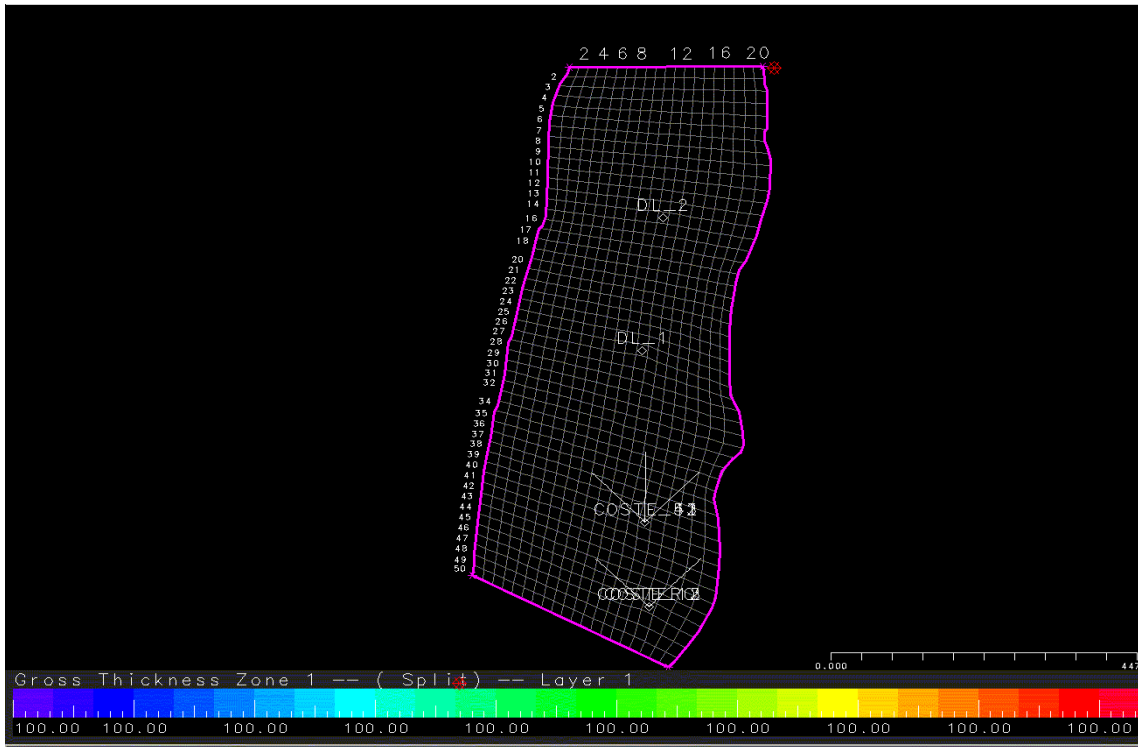


Fig. 5.2 Malla de simulación 2D .

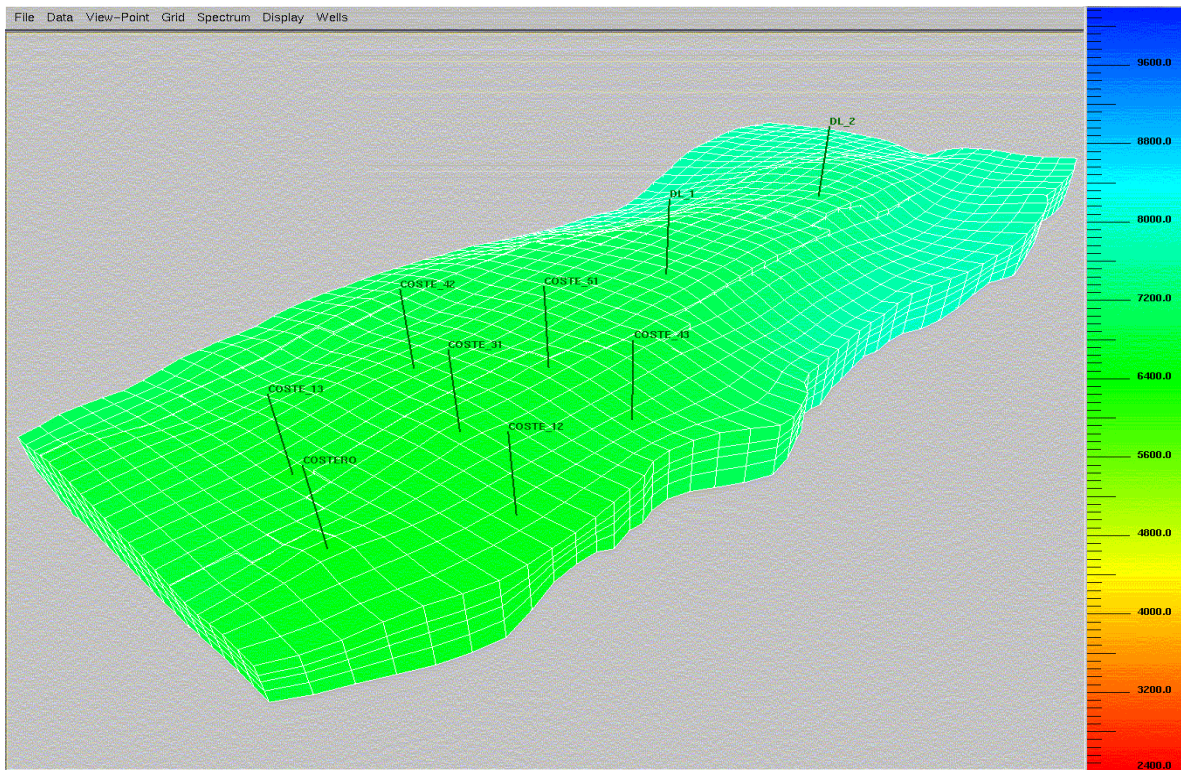


Figura 5.3 Despliegue en 3D

Los pronósticos de producción del escenario de explotación en estudio de pueden apreciar en las Figuras 5.4 y 5.5.

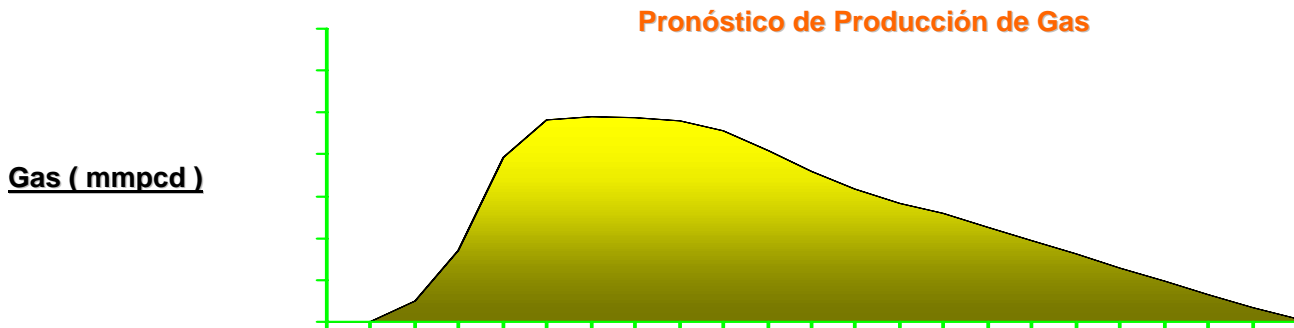


Figura 5.4 Pronósticos de producción de gas del campo Costero.

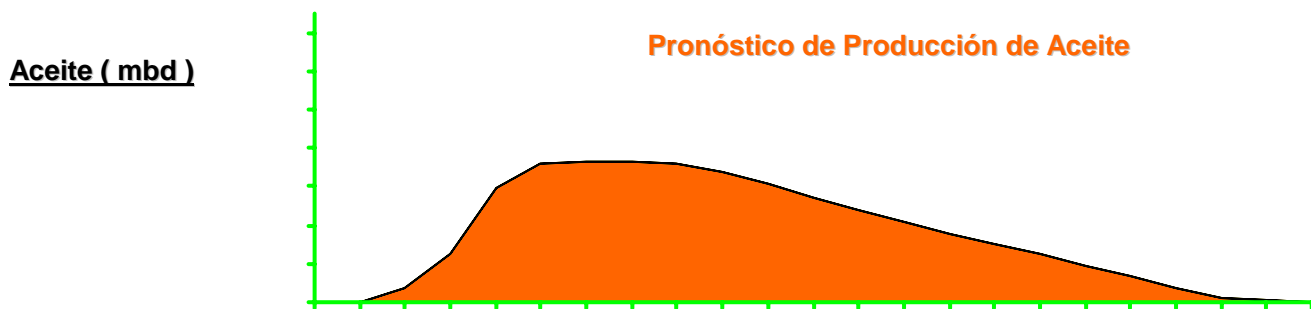
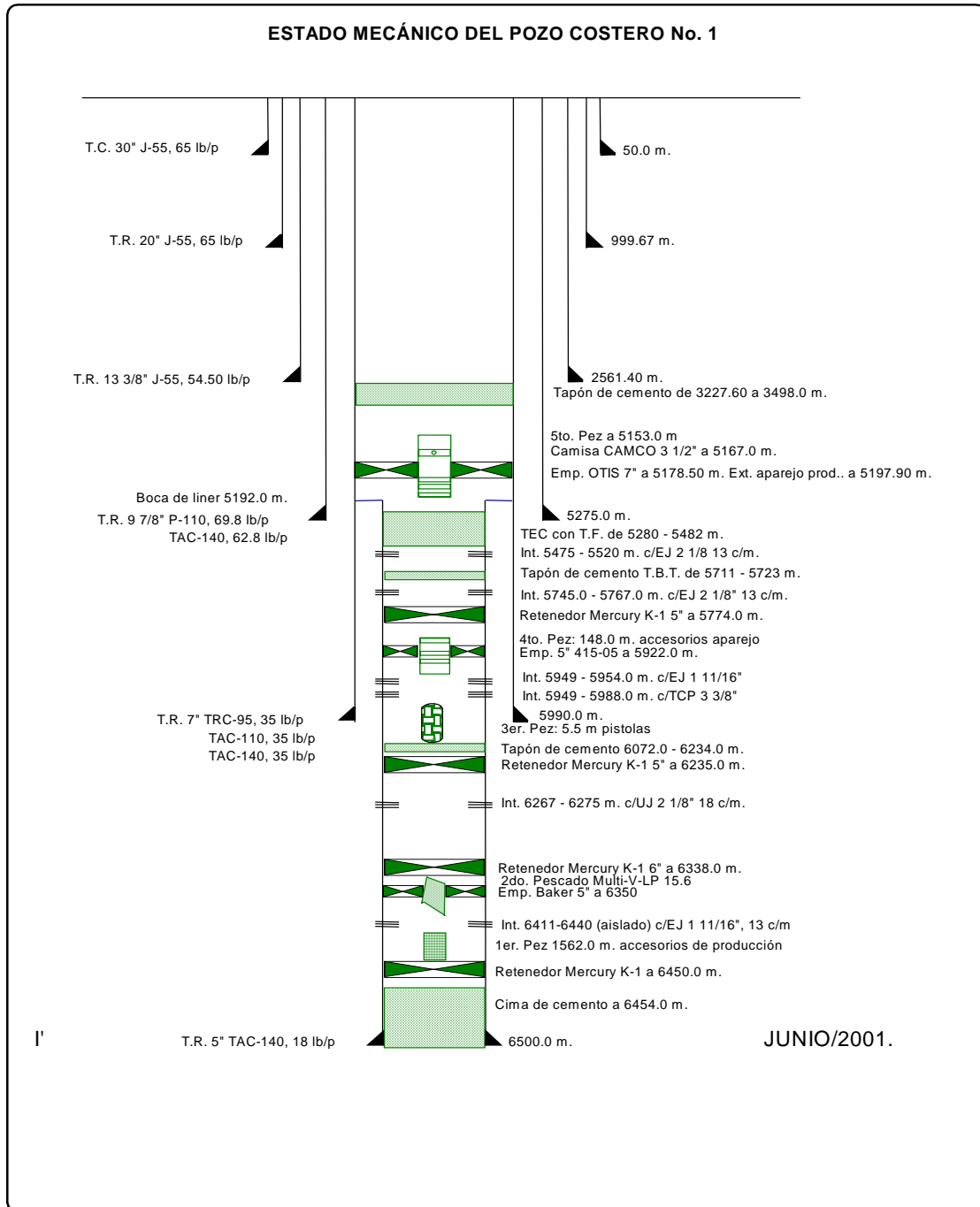


Figura 5.5 Pronósticos de producción de aceite del campo Costero

Como información adicional considerada en los análisis nodales del pozo Costero 1, en la Figura 5.6 se presenta en forma esquemática el estado que mecánicamente guarda el pozo Costero 1, en relación a su aparejo de producción.

Figura 5.6 Estado mecánico del pozo Costero 1.



Fuente: Expediente del Pozo Costero 1. Pemex Exploracion Produccion

b) Ubicación Geográfica



Figura 5.7 Plano de ubicación Geográfica del campo Costero.

Tal como se puede observar en el plano de ubicación geográfica del campo Costero, mostrado en la Figura 5.7, las instalaciones de producción más cercanas son:

1. Compresoras Atasta (A 35 Km. de distancia)
2. Cabezal Tizón (33.5 Km. de distancia)
3. Batería Luna (43 Km. de distancia)

Con respecto a la Estación de Compresión Atasta, esta instalación puede manejar la producción de gas del campo Costero, pero no cuenta con equipos ni infraestructura para manejar el aceite ligero, por lo que esta opción se descartó.

En lo que se refiere al cabezal Tizón y la Batería Luna, estas instalaciones manejan actualmente hidrocarburos de características muy similares a los del campo Costero, además de que cuentan con la capacidad de recibir el volumen de gas y aceite ligero esperados, razón por lo cual el aceite se enviará al cabezal Tizón, mientras que el gas se deberá mandar a la Batería Luna debido a que están por instalar un sistema de refrigeración para el gas que separan ahí, por lo que el gasoducto proveniente del campo Costero se deberá conectar a la descarga de dicho sistema de enfriamiento.

c) Análisis de Consecuencia de Accidentes.

Para definir la ubicación de la **Batería Costero**, se realizó un análisis de consecuencia de accidentes con el software **RMPComp de la Environmental Protection Agency (EPA)**, tomando en cuenta dos escenarios posibles de riesgo:

- 1. Liberación y propagación de nube tóxica**
- 2. Explosión de nube de vapor**

Para el caso de **liberación y propagación de nube tóxica**, se utilizó el peor escenario de acuerdo con el software (condiciones de calma ambiental, terreno plano sin obstrucciones y 10 minutos de liberación de ácido sulfhídrico en forma gaseosa), obteniéndose un **radio de riesgo de 1.1 Km.** tomando como centro la misma Batería.

En el caso de **explosión de nube de vapor**, se utilizó también el peor escenario (tomando en cuenta al metano, etano y propano como los componentes gaseosos mas importantes de la mezcla flamable), obteniendo un **radio de riesgo de 0.6 Km.**

De lo anterior se observa que el radio de riesgo por toxicidad es mayor, por lo que esta distancia es la que se debe tomar en cuenta para definir la ubicación donde se construirá la Batería Costero, es decir, que dicha Batería debe construirse en un área en la que, por lo menos en 1.1 Km. a la redonda, no existan asentamientos humanos, instalaciones ni vías de comunicación. Bajo esta suposición se manejaron 3 opciones (ver Figura 5.8):

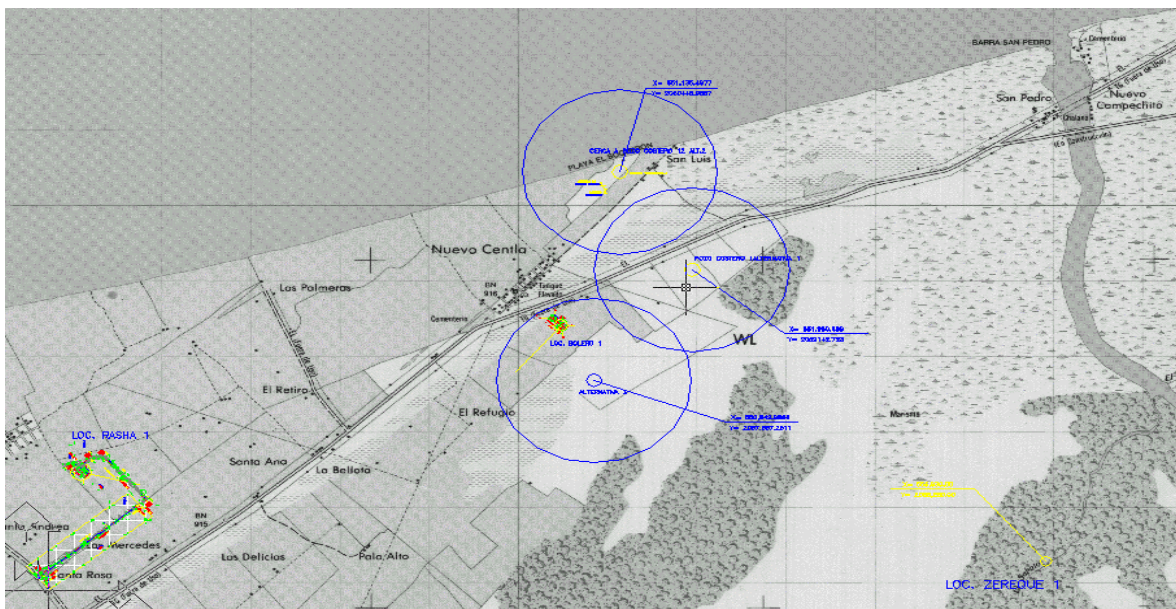


Figura 5.8 Resultados del análisis de consecuencias

1) A 50 mts. del pozo Costero 1.- Esta opción se descartó debido a que dentro del radio de riesgo, cruza una carretera federal que normalmente cuenta con bastante tráfico vehicular.

2) En la localización del pozo Costero 12.- Se pensó en esta opción por su cercanía con la playa, pero se descartó posteriormente debido a que dentro del radio de riesgo existen asentamientos humanos.

3) En la localización del pozo Bolero 1.- Se escogió esta opción debido a que dentro del radio de riesgo no existen asentamientos humanos, la carretera federal queda fuera, además de que este pozo está programado para perforarse en el 2002 (movimiento de equipos de perforación 2002-Pemex Exploración y Producción), por lo que su producción se podrá incorporar a la Batería Costero.

d) Análisis Nodal y del Sistema de Producción

i) Ajuste de la prueba de Presión Producción.

Con el fin de reproducir los resultados de la prueba de presión-producción reportados en la Tabla 3.1, se llevaron a cabo mediante simulación en PIPESIM los análisis nodales del pozo Costero 1, tomando como nodo solución la caída de presión en el Yacimiento, que en la Figura 5.9 se muestra gráficamente.

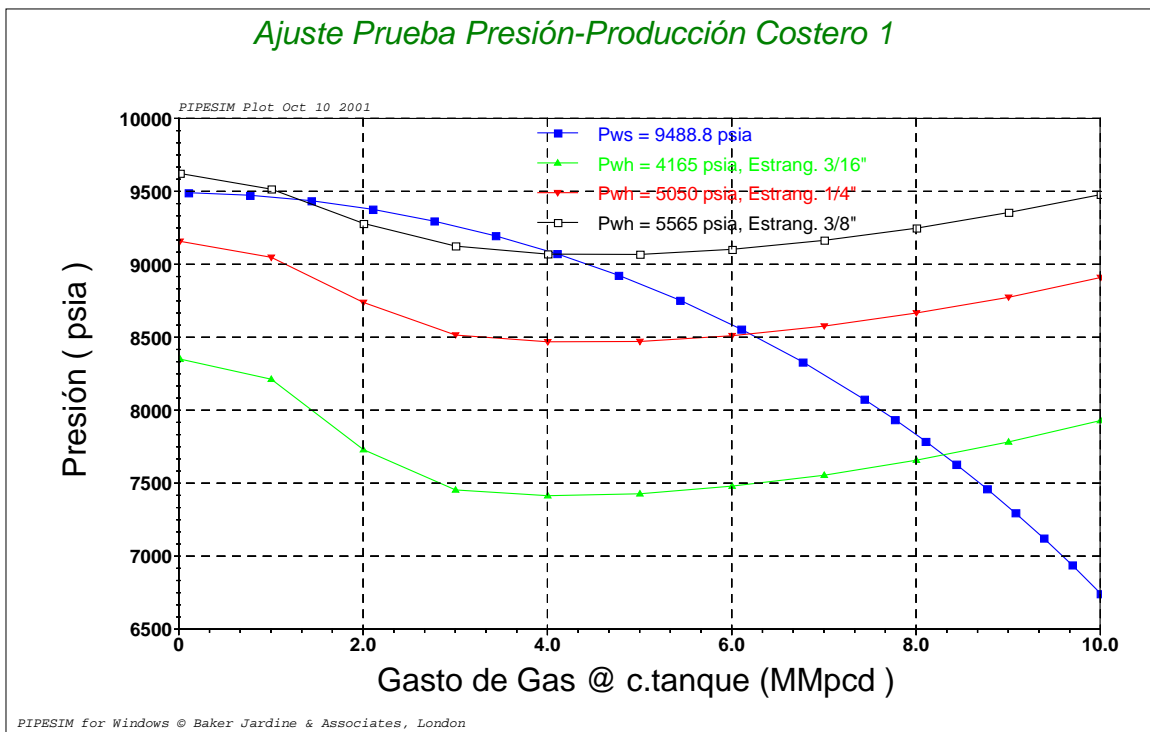


Figura 5.9 Resultados de ajuste de prueba de presión-producción

Tal como se puede observar en la gráfica anterior, las condiciones de la prueba de presión producción se pudieron reproducir satisfactoriamente, ya que la diferencia entre los gastos de gas y las presiones de fondo fluyendo calculadas y medidas, fue de tan solo 2.9% en promedio para cada estrangulador.

Para lograr dicho ajuste se utilizó un análisis composicional y la ecuación de estado de Peng Robinson, así como la correlación de Beggs y Brill para flujo multifásico en tuberías verticales y la ecuación 4.4, con los parámetros de la correlación de Gilbert, para flujo a través de estranguladores.

El procedimiento anteriormente descrito permite establecer como confiables los datos y parámetros base para análisis de sensibilidad, curvas IPR futuras y simulación de los procesos.

ii) **Análisis Nodal Integral.**

Una vez establecido el modelo de análisis nodal de acuerdo al punto anterior se procedió a realizar el análisis nodal integral del pozo Costero 1, mediante la simulación con PIPESIM y con lo cual se determina la caída de presión en el aparejo de producción y es posible estimar la presión en la cabeza del pozo que se constituye como el principal parámetro para los análisis de sensibilidad e hidráulicos de las líneas de descarga de los pozos de desarrollo del campo Costero, de acuerdo a los resultados obtenidos y mostrados en forma de gráfica en la Figura 5.10, la presión en la cabeza del pozo es cercana a 4000 psia (aproximadamente 280 Kg/cm² man), para un estrangulador de 3/8" y con tubería de producción de 3 1/2" .

En esta gráfica se observa el ajuste logrado a través de un análisis nodal integral donde tenemos las curvas de comportamiento de afluencia, tanto como para la cabeza del pozo como para el fondo del mismo, así como las curvas de

capacidad de transporte para un aparejo de producción de 3 ½" de diámetro y un estrangulador de 24/64" (3/8").

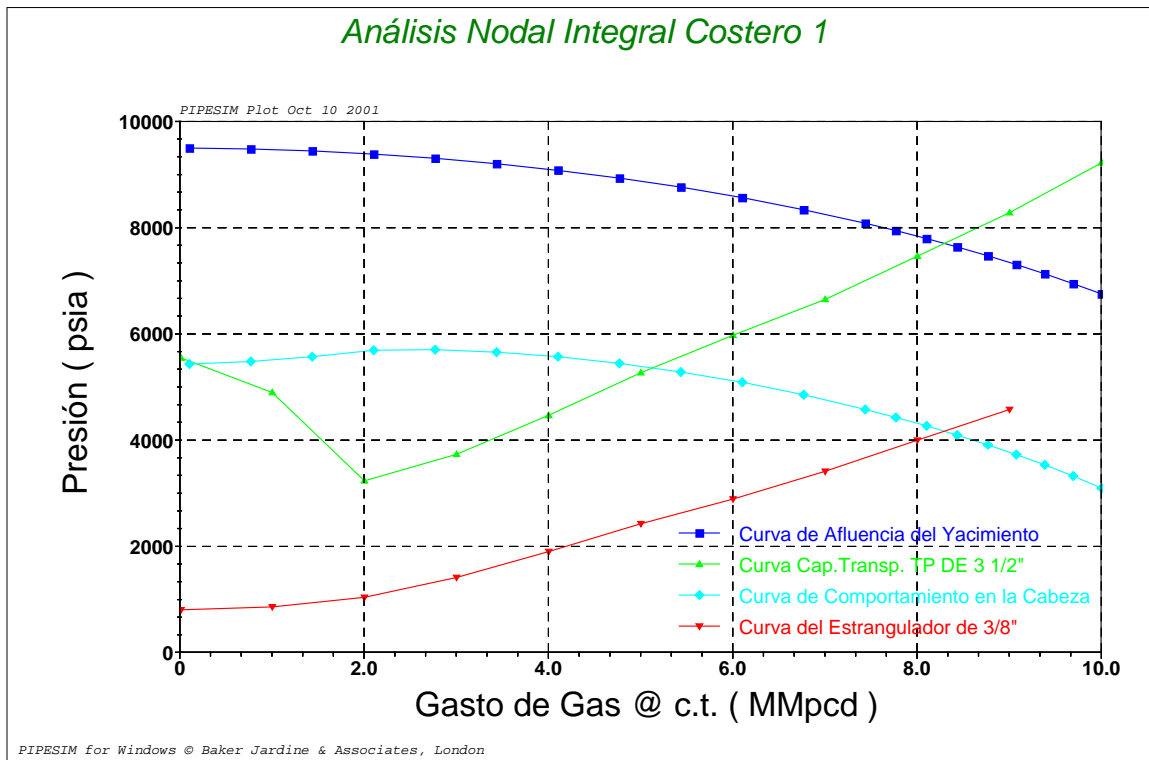


Figura 5.10 Análisis Nodal integral

iii) Análisis de sensibilidad al estrangulador y al aparejo de producción.

Continuando con los análisis desarrollados en PIPESIM, se llevó a cabo la simulación de producción de un pozo de desarrollo del campo Costero, en la cual se tomaron como variables el diámetro de la tubería de producción y el del estrangulador con el fin de evaluar el diámetro óptimo de la tubería de producción a instalar en los pozos de desarrollo del campo. Los resultados son referidos gráficamente en la Figura 5.11.

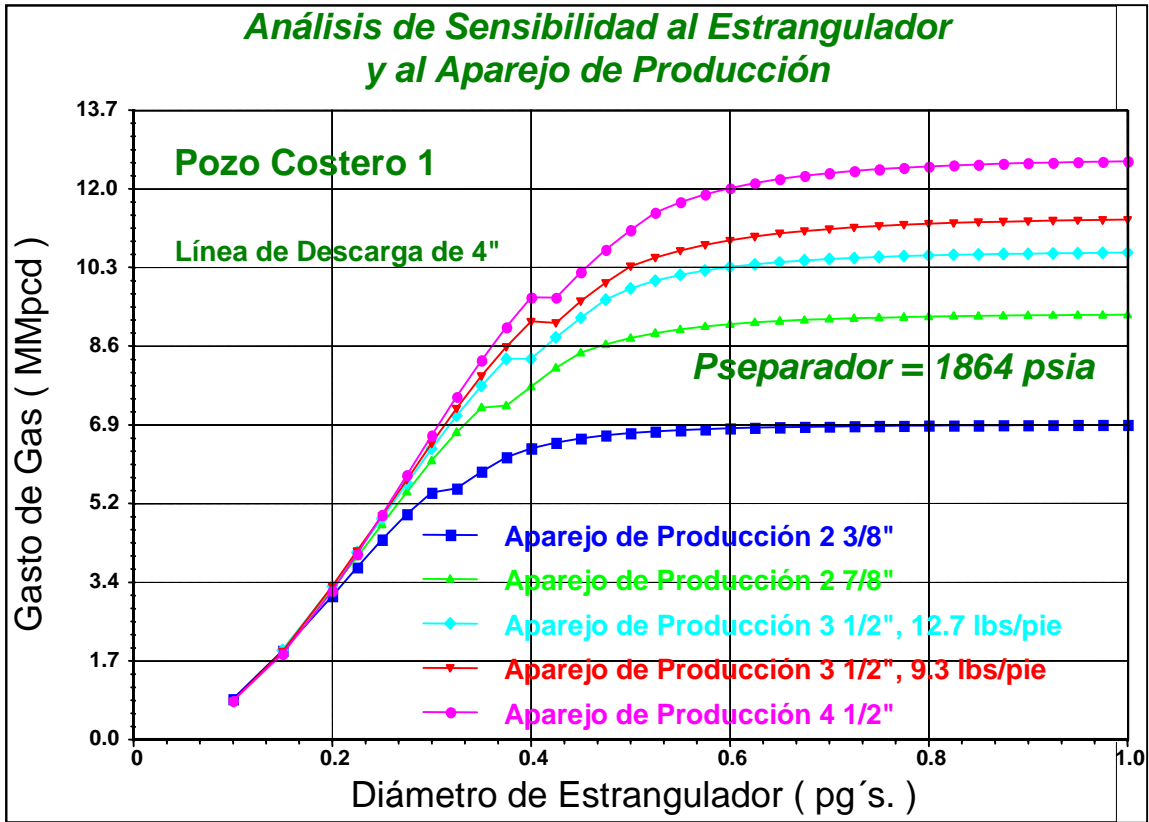


Figura 5.11 Análisis de sensibilidad al estrangulador y al aparejo de producción.

En la simulación anterior se realizó el análisis de sensibilidad al estrangulador y al aparejo de producción, es decir, se calcularon las curvas de capacidad de transporte para diferentes diámetros de aparejos de producción contra diferentes diámetros de estrangulador, manteniendo fijo el diámetro de la línea de descarga y la presión de separación. Como se puede observar, a partir de un diámetro de estrangulador de 0.6", ya no se obtienen incrementos fuertes en el gas al incrementar la apertura del mismo, lo cual sugiere que no es conveniente operar el pozo con un estrangulador mayor a 0.6", ya que lo único que se logrará será acelerar el depresionamiento del yacimiento y la canalización de agua hacia el pozo, con un mínimo beneficio en incremento de producción. De igual forma, se observa una gran diferencia en producción entre los aparejos de producción de 2 3/8" y 2 7/8" con respecto al de 3 1/2", mientras que la diferencia entre éste y el de 4 1/2" no es muy significativa, lo cual indica que el diámetro de 3 1/2" es el indicado

ya que se obtiene la mayor producción económicamente rentable, pues no se justificaría el costo de un aparejo de 4 1/2” .

iv) Análisis de sensibilidad al la línea de descarga y al aparejo de producción.

En forma similar al procedimiento descrito en el punto anterior, pero con la finalidad de evaluar el diámetro óptimo de las líneas de descarga de los pozos, se efectuó el análisis de sensibilidad mediante simulación con PIPESIM, obteniéndose los resultados que se pueden observar en la Figura 5.12

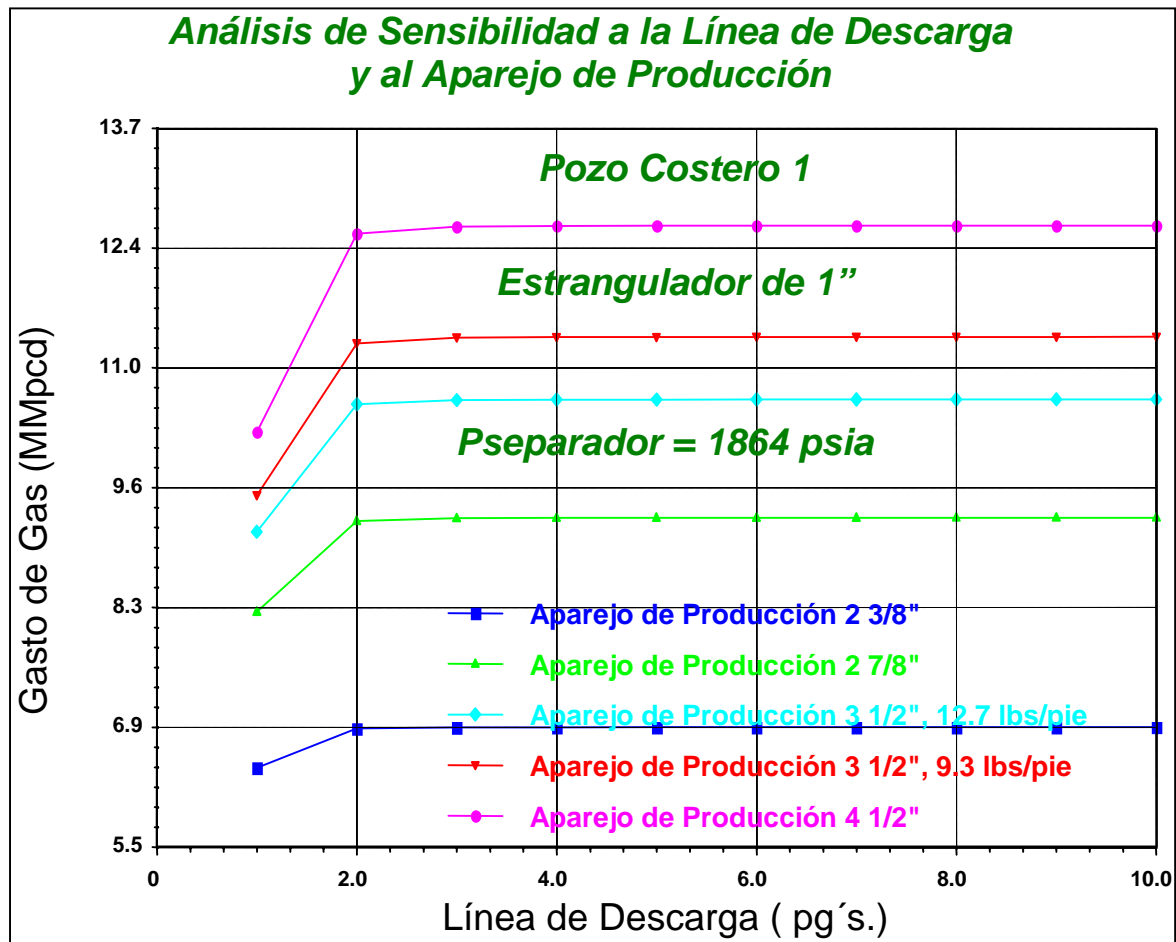


Figura 5.12 Análisis de sensibilidad a la línea de descarga y al aparejo de producción.

En esta simulación se calcularon las diferentes curvas de capacidad de transporte para diferentes diámetros de aparejos de producción y líneas de descarga, manteniendo fijos el diámetro de estrangulador de 32/64" y la presión de separación. Se puede observar, que independientemente del diámetro del aparejo de producción, no se obtienen incrementos de producción a partir de un diámetro de línea de descarga de 2", por lo que se recomienda utilizar líneas de descarga de 4" de diámetro, ya que con esto se abaten costos debido a que no se justificaría en forma económica construir líneas de mayor diámetro.

v) Curvas IPR Futuras.

Debido a que la presión estática del yacimiento (P_{ws}) no se mantiene conforme la explotación del campo transcurre, se tiene como herramienta de estimación de capacidad de flujo de los pozos el evaluar la capacidad de producción de estos mediante la relación de gasto fluyente por estrangulador determinado, en función del comportamiento de la presión de fondo del yacimiento, lo anterior se efectuó mediante simulación por medio de PIPESIM a un estrangulador de 1/2" y considerando que la presión de fondo estática del yacimiento se comporta en forma similar a la estimada inicialmente para el pozo Costero 1.

En la Figura 5.13, se reportan los resultados obtenidos después del desarrollo del procedimiento descrito en el párrafo anterior.

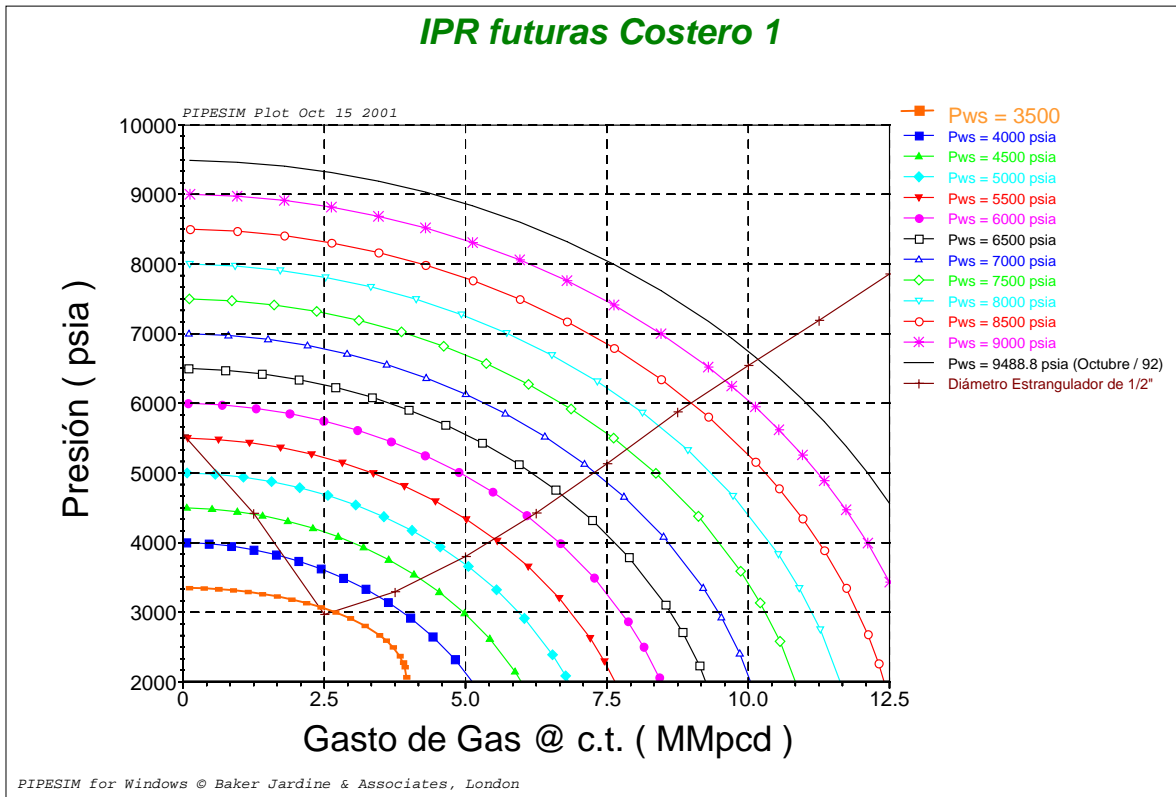


Figura 5.13 Curvas IPR futuras.

En la Figura 5.13 se observan los resultados correspondientes a la simulación de IPR's futuras, es decir, se obtuvieron las diferentes curvas de capacidad de transporte para diferentes presiones de fondo estática, o lo que es lo mismo, se observa la predicción del comportamiento del pozo con respecto a gastos y presiones de fondo fluyentes conforme la presión del yacimiento disminuya con el tiempo.

También se aprecia que cuando el yacimiento tenga una presión estática de 3500 psia, dejará de fluir en forma natural, por lo que estamos en condiciones de programar la utilización de sistemas ratificales de producción con tiempo suficiente, y de esta manera maximizar la explotación del campo.

e) Definición del Proceso Interno en Batería Costero

i) Simulación de proceso para ajuste de la prueba de presión-producción y análisis PVT de laboratorio.

Como primer paso para la definición del proceso en la Batería Costero se llevó a cabo la caracterización de la mezcla de hidrocarburos del pozo Costero 1, reproduciendo las condiciones de la prueba de presión-producción y los datos composicionales reportados en el análisis PVT tal como se aprecia en la Figura 5.14.

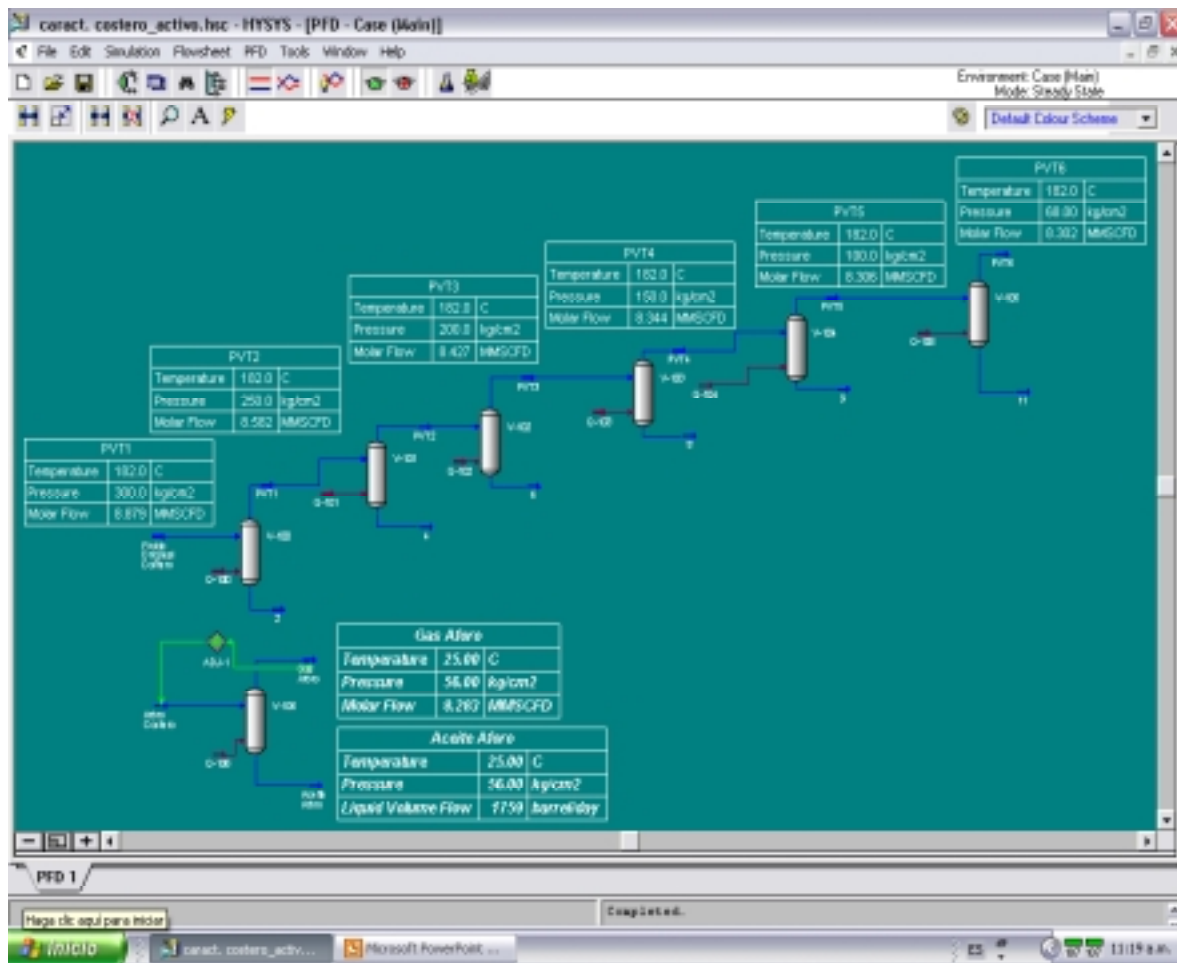


Figura 5.14 Topología de la simulación de proceso para el ajuste de prueba de presión –producción, análisis PVT y caracterización del aceite.

En esta simulación para fines de caracterización del aceite se realizó un serie de 20 cortes sobre los compuestos pesados de la mezcla de hidrocarburos y que fueron reportados en los análisis PVT como “C7+”, heptanos y más pesados, para desarrollar lo anterior se contó con el modulo de caracterización de aceites del simulador HYSYS process, los resultados de la caracterización de este aceite se reportan en la Figura 5.15, así como en la Tabla 5.4.

Una vez caracterizada la composición de los compuestos pesados de la mezcla de hidrocarburos, se llevo a cabo la normalización de la corriente de hidrocarburos producida por el pozo Costero 1, con los resultados reportados en la Tabla 5.3, siendo esta composición la base para la simulación de separaciones flash que reproducen los análisis PVT de laboratorio, en la Figura 5.16, se reproducen los resultados reportados en los análisis PVT, mediante la línea sólida, y los obtenidos por simulación mediante las cruces del gráfico.

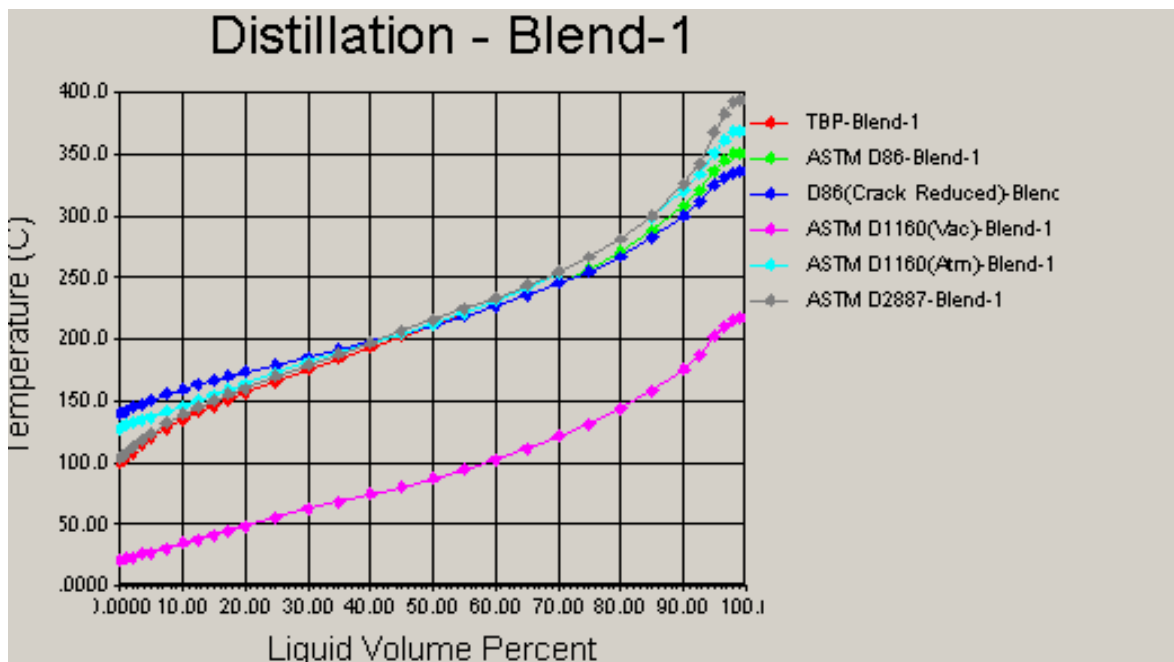


Figura 5.15 Curvas de destilación de componentes pesados.

Campo Costero

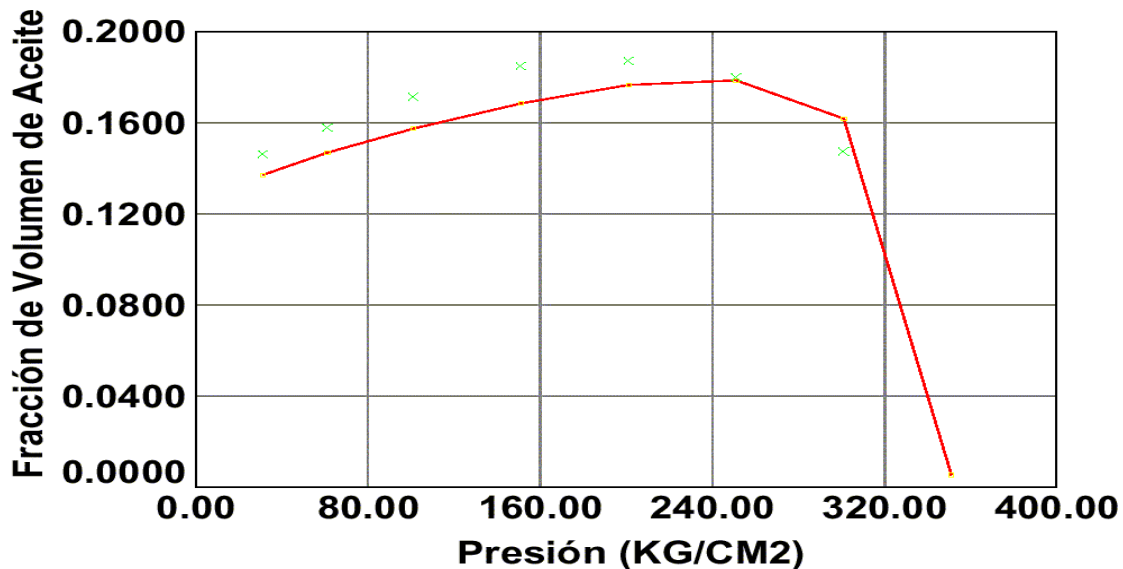


Figura 5.16 Curva de separación a temperatura constante .

Tal como se puede observar, en estas simulaciones de proceso se obtuvo un excelente ajuste en la reproducción de las condiciones de gasto, presión y temperatura obtenidas durante la prueba de presión-producción, así como del análisis PVT de laboratorio para diferentes presiones de separación.

Al aplicar el procedimiento descrito anteriormente se determina que a presiones de separación menores de 160 Kg/cm² man conforme disminuye la presión de separación, la cantidad de líquidos recuperados es también menor.

Como parte importante de los objetivos del presente trabajo de tesis se encuentra el maximizar la recuperación de licuables del gas natural (LGN), para lo cual, partiendo de la corriente totalmente caracterizada, se determinaron las envolventes de fases de la mezcla de hidrocarburos para diferentes condiciones de presión y temperatura, como función de la fracción de líquidos en la corriente, se reportan los resultados en la Figura 5.17, en la cual puede apreciarse que para incrementar la cantidad de líquidos recuperados es necesario disminuir la temperatura de los hidrocarburos, lo anterior puede lograrse por tres métodos.

- a) Expansión isoentálpica (efecto Joule-Thompson).
- b) Refrigeración externa (ciclo de propano)
- c) Expansión con turbina.

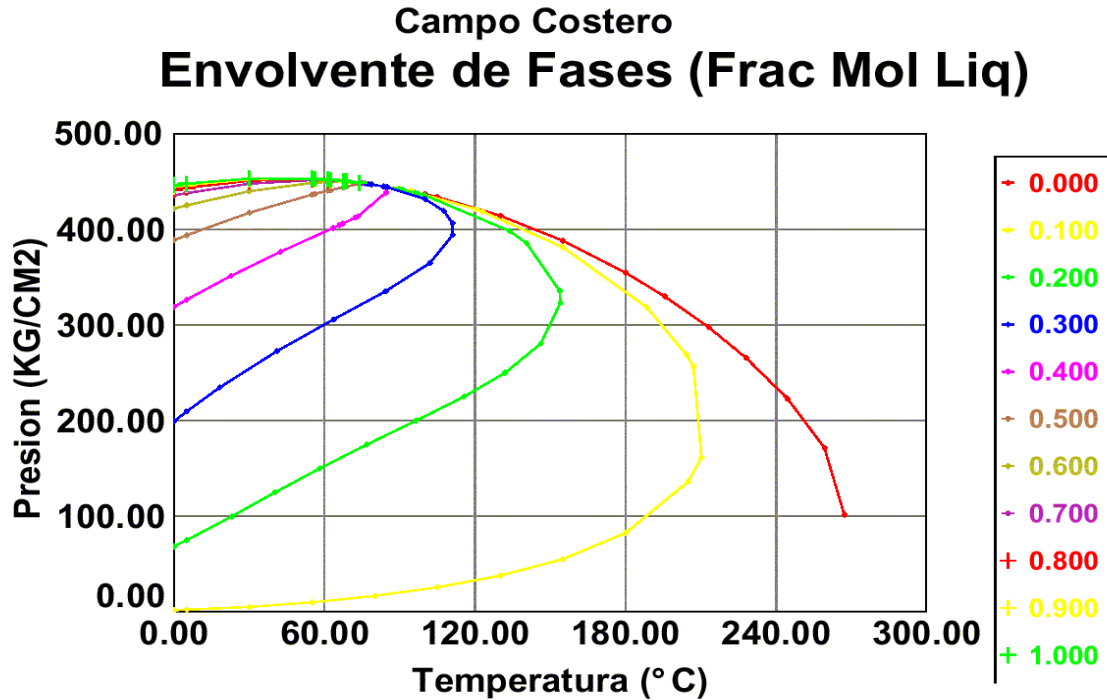


Figura 5.17 Curvas de envolventes de fases.

Con base en lo anterior se desarrollo la simulación de procesos que incluyen los mecanismos de enfriamiento antes mencionados, y se detallan en los apartados siguientes.

ii) Simulación de proceso Efecto Joule-Thompson.

Para la determinación de la infraestructura necesaria para procesar los hidrocarburos del campo Costero empleando un sistema de expansión isoentálpica con válvulas que proporcionen el efecto de Joule-Thompson, se desarrolló la simulación en HYSYS, de acuerdo a la topología descrita en la Figura 5.18, de acuerdo al criterio de operación de mínima presión de separación para integrar la corriente de gas en el proceso de petroquímica en el Complejo

Procesador de Gas de Cactus (CPGC), el cual recibe las corrientes gaseosas a una presión de 70 Kg/cm² man, con lo que, en la Batería Costero se requiere una presión de separación en primera etapa de 90 Kg/cm² man, lo que constituyó el primer parámetro para la definición del proceso en la Batería Costero.

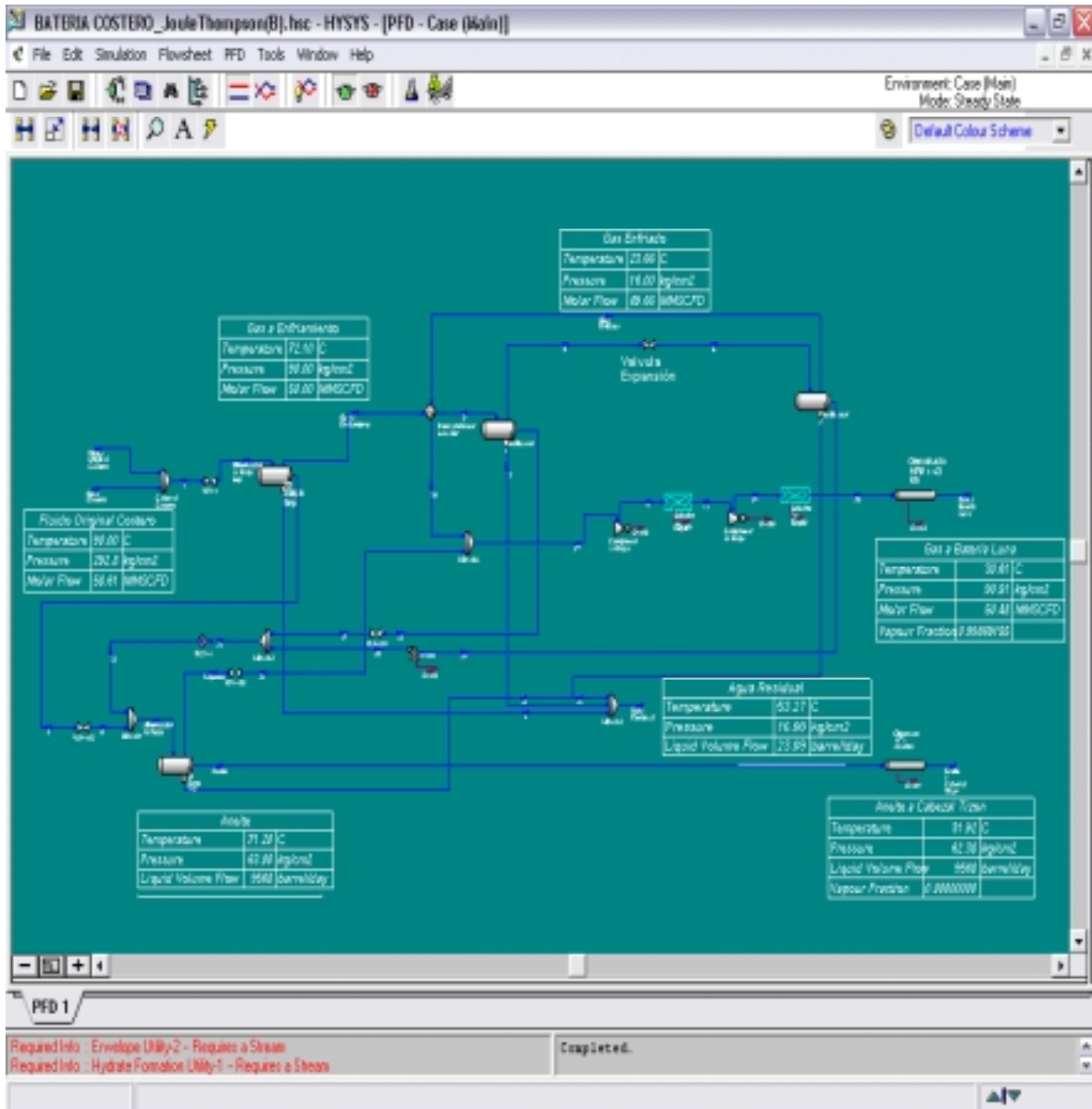


Figura 5.18 Topología de simulación para expansión con válvula.

La segunda etapa de separación se define por la presión de recibo del aceite en el cabezal Tizón, que corresponde a $55 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man}$, por lo tanto la presión de separación de segunda etapa será de $63 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man}$, con lo anterior se determina que es necesaria una etapa de compresión para incrementar la presión del gas producto de la segunda etapa de separación de $63 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man}$ a $90 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man}$ necesaria para integrar al gasoducto de transporte a Batería Luna y posteriormente a Cactus.

De los resultados de la simulación de proceso para el efecto Joule-Thompson, se determina, que aún al **provocar una caída de presión de 27 Kg/cm^2 en la válvula de expansión, el gas se recibe en la Batería Luna con una vaporización de 0.998** , lo cual indica que se van a condensar líquidos durante el transporte del mismo a través del gasoducto de $16'' \times 43 \text{ Km}$. Así mismo, también vemos que para alcanzar nuevamente las condiciones de presión necesarias para enviar el gas a la Batería Luna, **se requiere utilizar 6294 HP de potencia en 2 etapas de compresión.**

Otros datos adicionales son:

- **50.48 mmpcd de gas en la llegada a la Batería Luna**
- **9568 bpd de aceite ligero a la llegada a la Batería Luna**
- **23.09 bpd de agua residual para tratamiento e inyección**
- **Presión de operación en 1ª. Etapa de Separación de 90 Kg/cm^2**

Una vez realizada la simulación y determinados los principales parámetros de proceso se define la infraestructura necesaria para implementar este esquema de proceso, tal como se aprecia en la Figura 5.19.

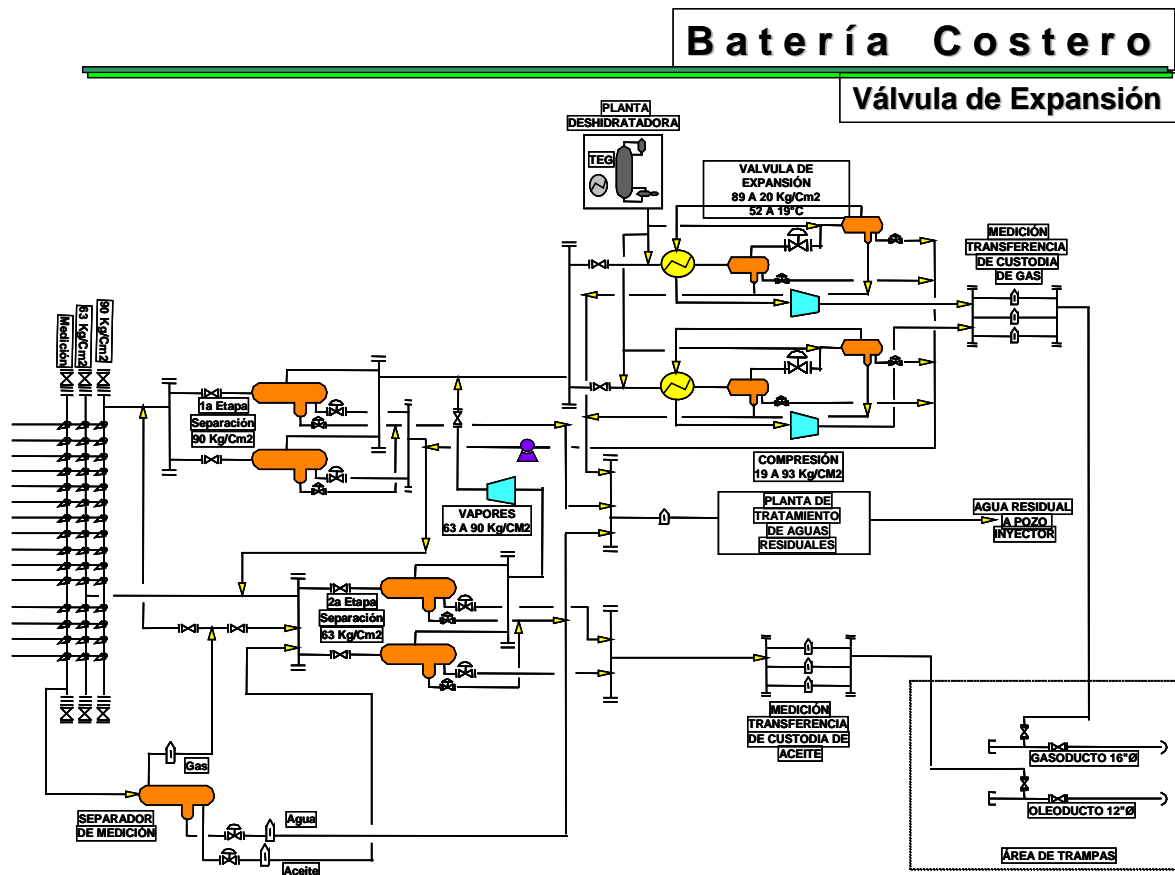


Figura 5.19 Esquema de proceso en Bateria Costero empleando válvula de expansión isoentálpica.

iii) Simulación de proceso de Refrigeración Mecánica

En forma similar a lo desarrollado en el apartado anterior ya definidas las condiciones de presión de recibo en Cactus y Tizón, y por ende definidas las condiciones de separación de primera y segunda etapa de 90 y 63 Kg/cm² man respectivamente, y considerando la necesidad de compresión de gas de condiciones de segunda etapa a la presión de la primera, se define la topología de proceso mostrada en la Figura 5.20, en la cual se considera que el enfriamiento del gas se debe a un ciclo de refrigeración externa o mecánica.

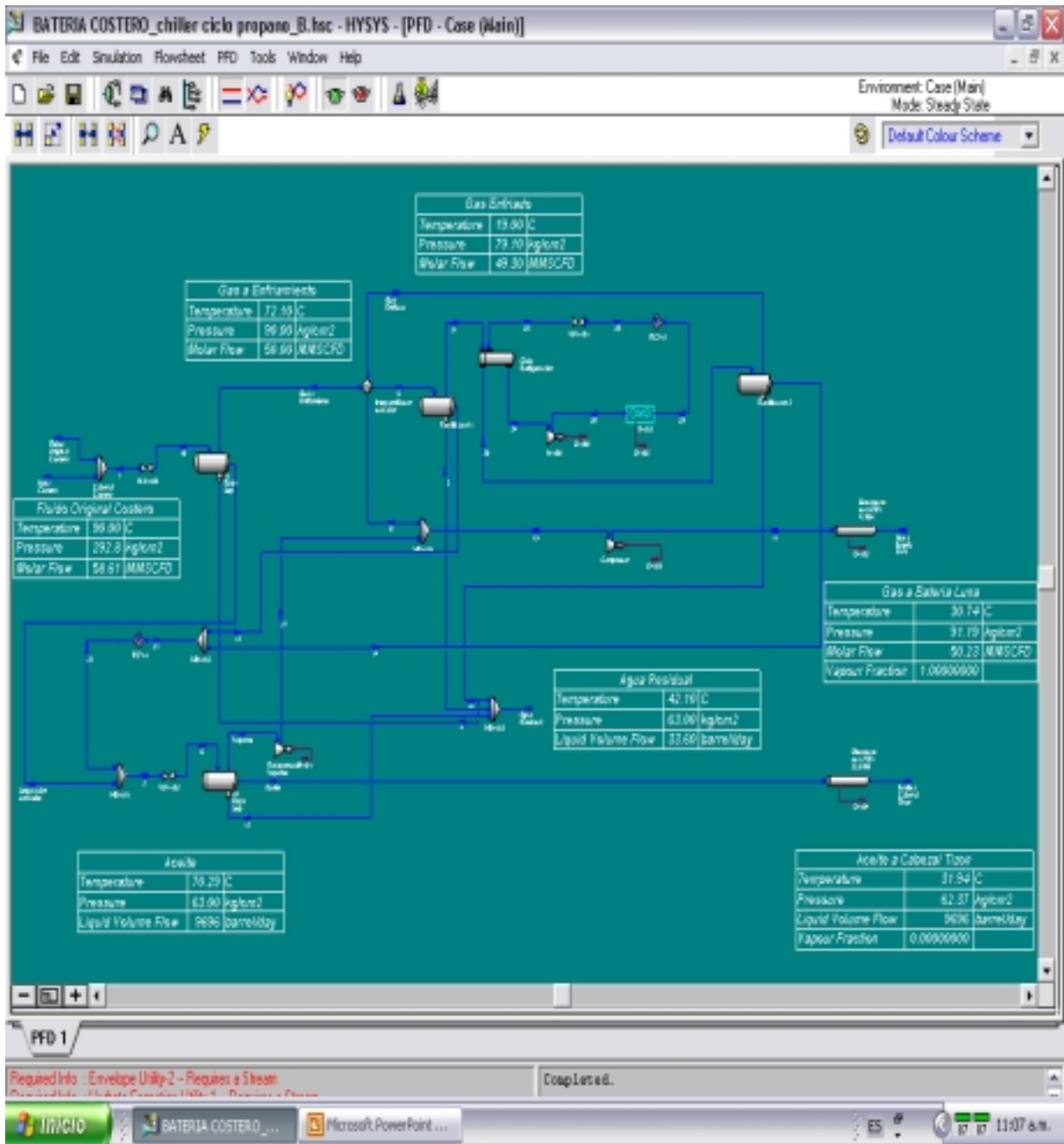


Figura 5.20 Topología de simulación para refrigeración con ciclo de propano.

En esta simulación se utilizó un ciclo de refrigeración de propano, con el cual se mejoró la eficiencia de enfriado del gas con respecto al proceso anterior, ya que en esta **oportunidad se recuperaron 138.51 bpd de líquido adicionales y la**

fracción de vaporización del gas en la llegada a la Batería Luna es de 1.0, lo cual garantiza que no se van a condensar líquidos durante el transporte.

Así mismo, se requirieron solo 500 HP para recuperar las condiciones de presión del gas necesarias a la salida de la Batería, a través de una etapa de compresión. Los valores de gastos obtenidos son los siguientes:

- 50.23 mmpcd de gas en la llegada a la Batería Luna
- 9696 bpd de aceite ligero a la llegada a la Batería Luna
- 33.60 bpd de agua residual para tratamiento e inyección
- Presión de operación en 1ª. Etapa de Separación de 90 Kg/cm²

Al igual que en el escenario anterior, después de desarrollar la simulación se establece la infraestructura necesaria para la implementación de este esquema de procesamiento de hidrocarburos, (ver Figura 5.21).

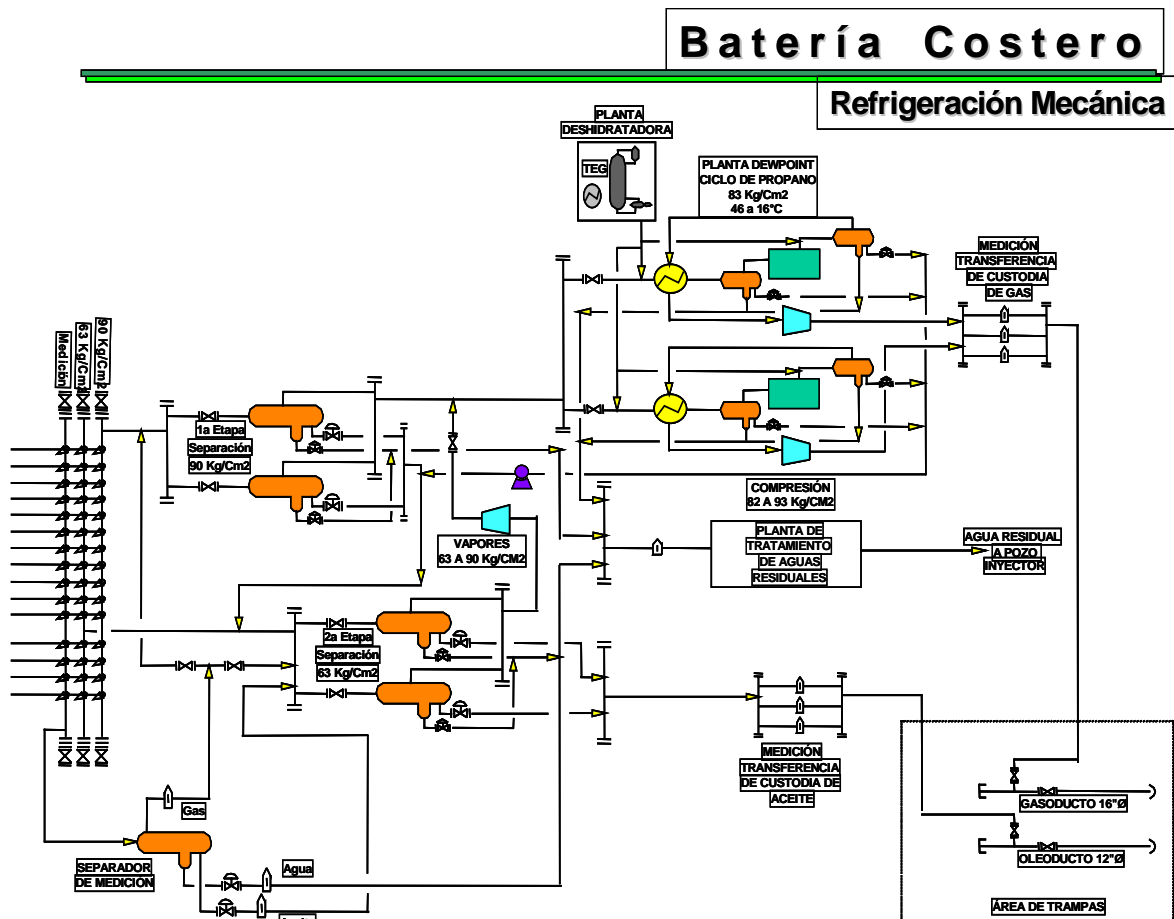


Figura 5.21 Esquema de proceso en Batería Costero empleando un ciclo de refrigeración de propano.

iv) Simulación de proceso de Turboexpansión

Como tercer esquema de procesamiento se desarrollo, con base en simulación de proceso, el que emplea como medio de enfriamiento de las corrientes de hidrocarburos un sistema de turboexpansión-compresión, en el cual la primera etapa de separación se estableció a 130 Kg/cm² man como función de los análisis nodales, con separación de segunda etapa de 63 Kg/cm² man, para este caso se estableció que la potencia generada por la turboexpansión del gas de 130 Kg/cm² man a 63 Kg/cm² man, se empleará para elevar la presión del mismo gas hasta los 90 Kg/cm² man necesarios para el transporte en el gasoducto a Batería Luna , mediante un sistema de compresión alineado a la misma flecha que el sistema de expansión (ver Figura 5.22).

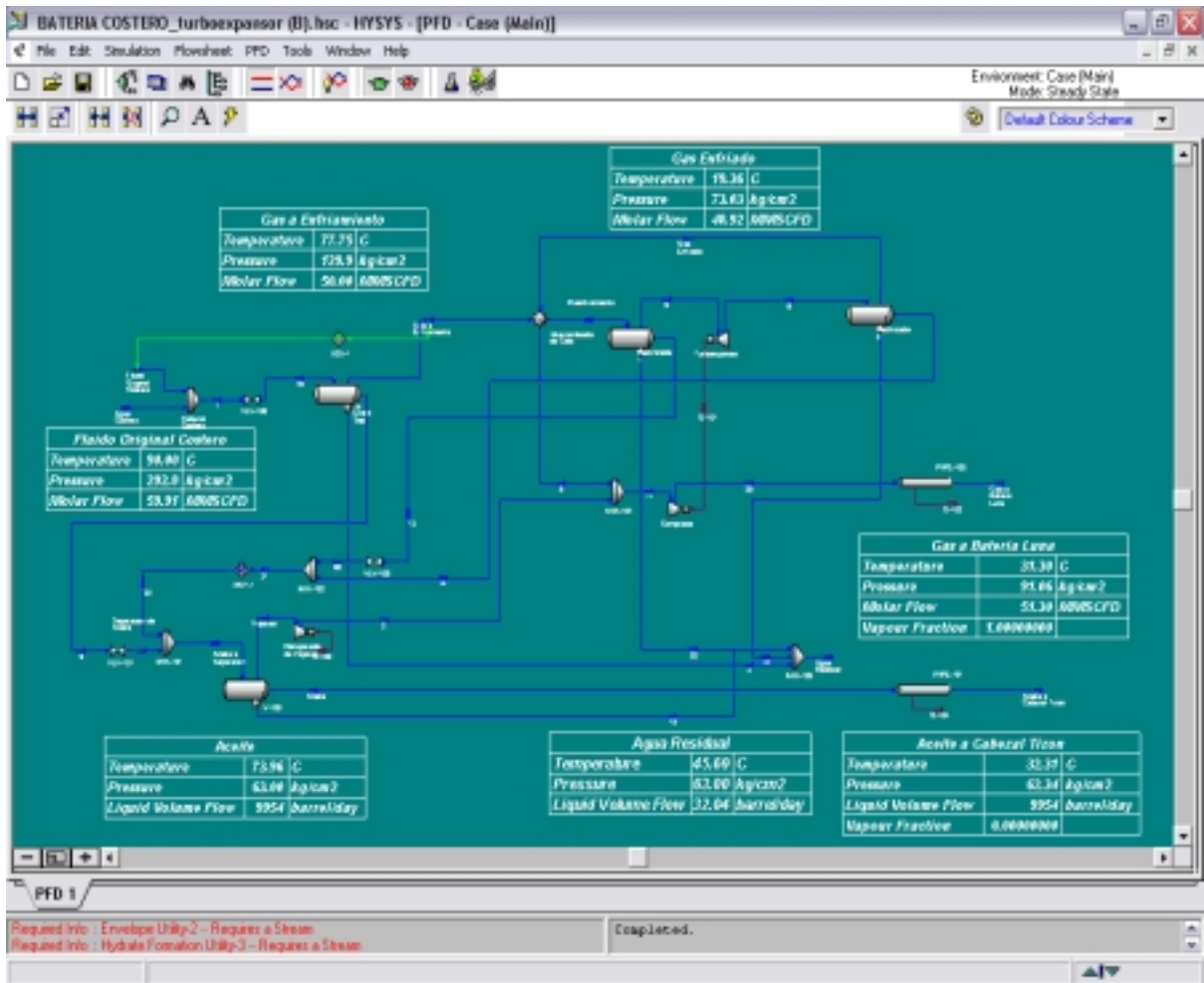
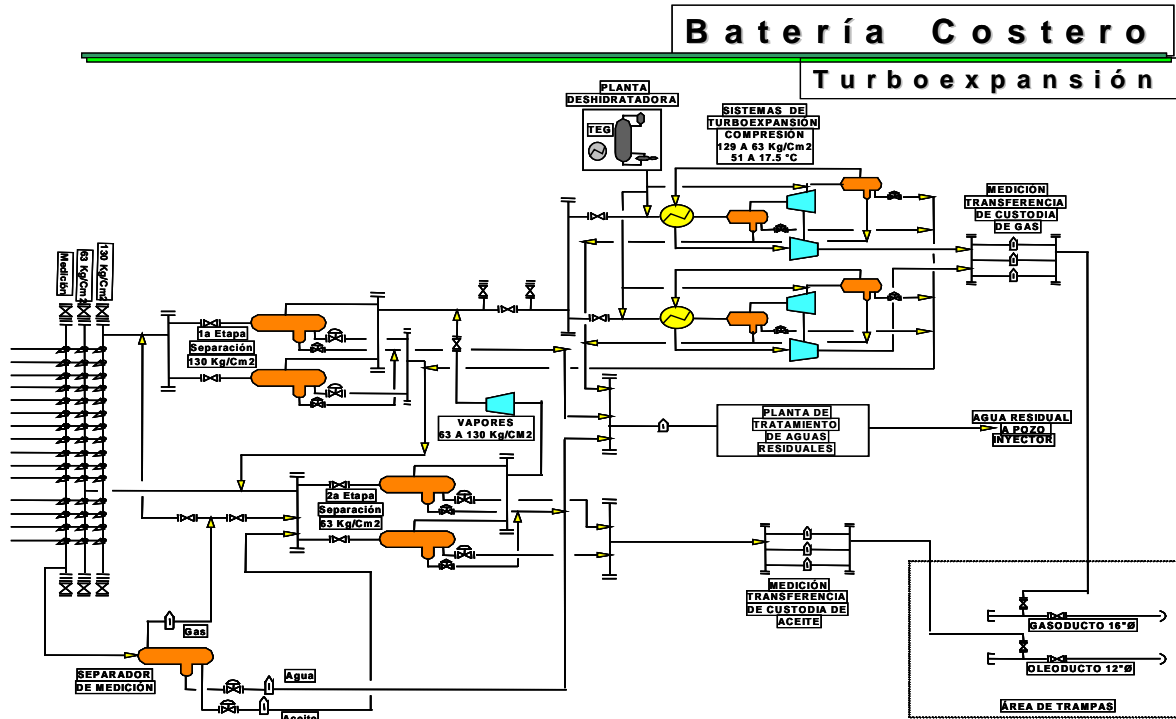


Figura 5.22 Topología de simulación de Bateria Costero empleando Turboexpansión.

En este caso se mejoró aún más la eficiencia de enfriado del gas, **ya que se recuperaron 256.44 bpd de líquido adicionales con respecto al ciclo de refrigeración y 394.95 bpd de líquido con respecto a la válvula de expansión.** De igual forma, **el turboexpansor genera 882.4 HP, mientras que el compresor utilizado para alcanzar la presión necesaria de salida solo requiere 726.4 HP, con lo que los 156 HP adicionales se podrían utilizar para cogenerar energía eléctrica para alumbrado y/o instrumentación.** Así mismo, la fracción de vaporización a la llegada de la Bateria Luna se mantiene en 1.0, garantizando también que no se van a condensar líquidos durante el transporte en el gasoducto. Los valores de gastos obtenidos son los siguientes:

- 51.3 mmpcd de gas en la llegada a la Batería Luna
- 9954 bpd de aceite ligero a la llegada a la Batería Luna
- 32.04 bpd de agua residual para tratamiento e inyección
- Presión de operación en 1ª. Etapa de Separación de 130 Kg/cm2



5.23 Esquema de proceso en Batería Costero empleando un sistema de Turboexpansión-Compresión

En la Figura 5.23, se muestra el equipo necesario para la implementación de esta alternativa de proceso.

v) Análisis de Resultados

Tabla 5.4 Comparación de los resultados de la Simulación de Alternativas de Proceso.

Simulación de Alternativas de Proceso					
TIPO DE PROCESO	Gasto Gas	v	Gasto Condensado	L	Gasto Agua
	(MMpcd)		(bpd)		(bpd)
Expansión Joule - Thompson	50.48	0.998	9568	1.000	23.09

V = fracción de vaporización L = fracción de licuefacción

Tal como podemos observar en la Tabla 5.4, el procesamiento con implementación de turboexpansión resulta ser el más eficiente de los tres analizados, debido a que se recupera una mayor cantidad de líquidos, además de que se obtiene mayor volumen de gas.

Los estudios desarrollados mediante análisis nodal del yacimiento por personal del proyecto estratégico de gas (PEG), reportan los resultados de comportamiento de presión de fondo estática del yacimiento, respecto al tiempo de explotación apreciables en el gráfico de la Figura 5.24.

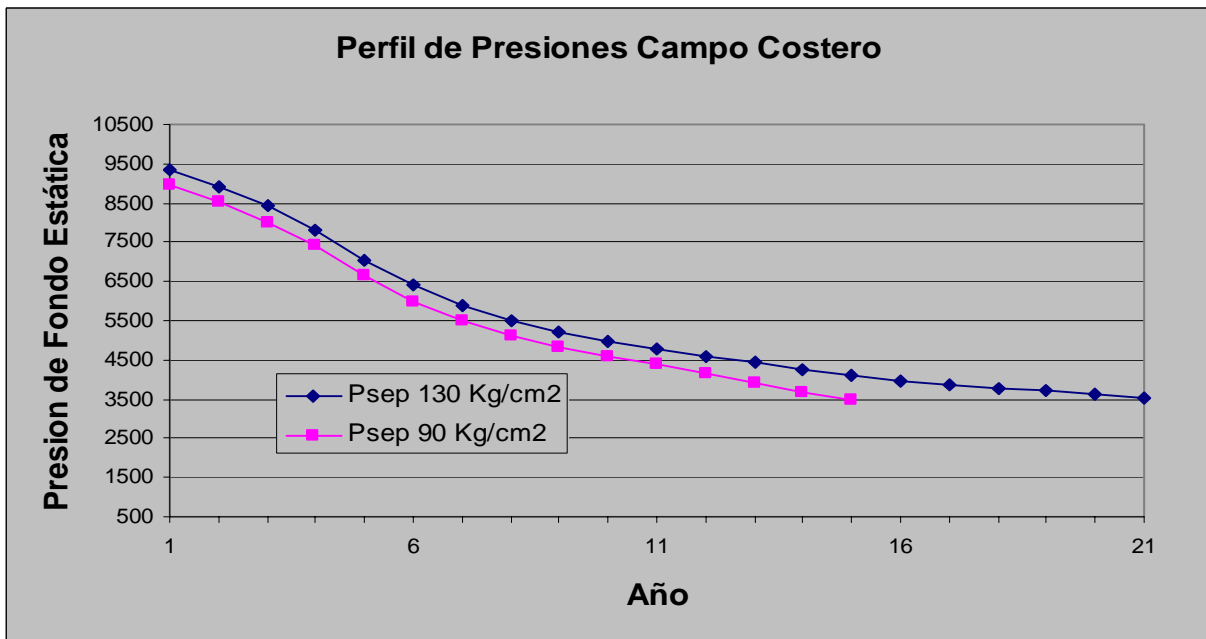


Figura 5.24 Perfil de Presiones para diferentes condiciones de Separación

De la citada figura, podemos concluir que al operar la Batería a 130 Kg/cm^2 se alarga la vida del yacimiento 6 años mas con respecto a operarla a 90 Kg/cm^2 , es decir, tarda 6 años mas para alcanzar la presión de 3500 psia a la cual el yacimiento deja de fluir por sí mismo. Esto es perfectamente lógico, debido a que al tener una menor contrapresión, el yacimiento se depresiona mas rápido alcanzando antes la presión límite de fluencia de 3500 psia.

Con la información anterior se obtienen los siguientes pronósticos de producción de gas reportados en las Figuras 5.25 y 5.26.

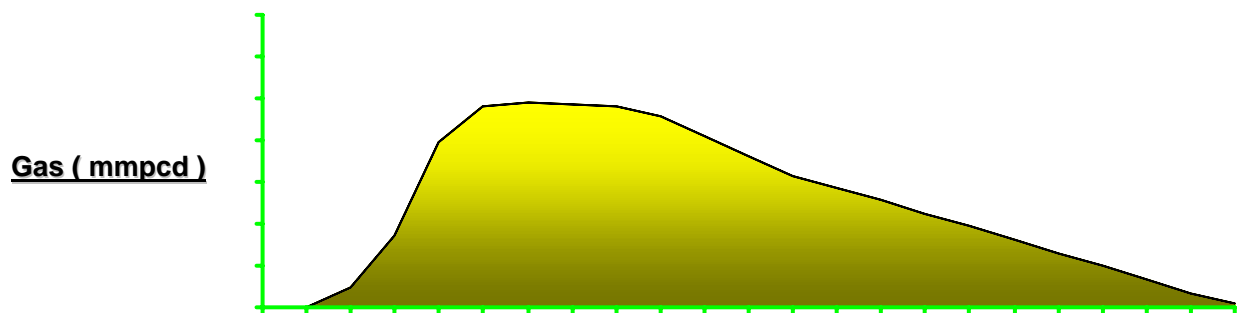


Figura 5.25 Pronósticos de producción de gas implementando separación de primera etapa a 130 kg/cm^2 man y turboexpansión.

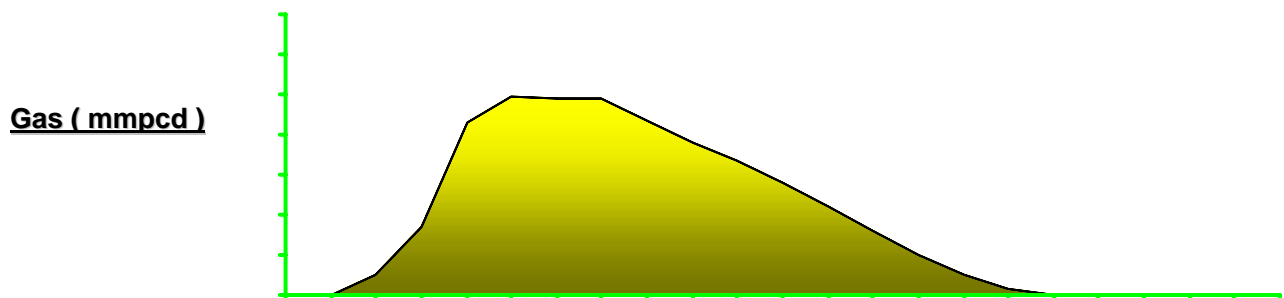


Figura 5.26 Pronósticos de producción de gas implementando separación de primera etapa a 90 kg/cm^2 man y expansión isoentálpica o refrigeración mecánica.

Con fundamento en lo expuesto en el presente capítulo, queda definido que el proceso de turboexpansión es el más adecuado y conveniente a utilizar, y se propone como parte integral del diseño de la Batería Costero.