

ESTUDIO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS

Mariana Rivero Haerdter, María Laura Zoccante.
TECNA S.A.

RESUMEN

Se presenta una metodología para determinar el escenario más conveniente de compresión y diseño del sistema de transporte multifásico en un yacimiento gasífero operado a distintos niveles de presión en cabecera, a los efectos de mantener un determinado nivel de producción durante el mayor tiempo posible.

El objetivo principal es optimizar el sistema de captación a partir de un esquema de explotación definido, a fin de minimizar las inversiones.

INTRODUCCIÓN

Para realizar el estudio se considera un yacimiento gasífero tipo que consta de reservorios de gas-condensado con relación gas-líquido (GOR) superiores a 10000 (m^3/m^3).

La producción de los pozos es inicialmente captada en alta presión y transportada hasta estaciones de separación primaria, donde se produce la separación del condensado asociado al gas. En estas condiciones no es necesario comprimir el gas, pero en el futuro se prevé la incorporación de estaciones de compresión que operarán donde se encuentran las estaciones de separación primaria.

Para mantener la producción gasífera del yacimiento durante el mayor tiempo posible será necesario, debido a la declinación natural de la presión de reservorio y por ende de la producción de los pozos, ir bajando las presiones de operación de los mismos. Estas presiones irán siendo disminuidas, partiendo de la condición inicial en alta presión, de acuerdo a un plan de escalonamiento definido que involucra distintos niveles de presión en cabecera.

AJUSTE & VALIDACIÓN DEL MODELO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

Para resolver distintos escenarios y evaluar condiciones de operación futuras del yacimiento, debe hacerse un modelo del mismo que pueda reproducir las condiciones actuales con un margen de error aceptable.

El ajuste del modelo y el posterior análisis hecho sobre el mismo para la determinación de la potencia de compresión requerida, se llevaron a cabo empleando el simulador Hysys e incorporando la extensión Pipesys para el análisis de flujo multifásico.

La información básica necesaria para hacer un modelo del sistema de captación es la siguiente:

Tabla 1: Información para la obtención del modelo

Modelado del sistema de captación	
Datos de líneas de conducción	• Detalle del interconexionado
	• Diámetros
	• Longitudes
	• Planialtimetría
	• Material: rugosidad (revestimiento interno) y conductividad
	• Tipo (enterradas o aéreas)
	• Revestimiento externo
Datos del terreno	• Tipo (arenoso, arcilloso, etc.)
	• Conductividad
	• Temperatura del suelo
Datos del ambiente	• Velocidad del viento
	• Temperatura ambiente
Datos de fluidos	• Composición del gas por cromatografía.
	• Composición del condensado según método ASTM D86
Datos de producción	• Controles de producción (GOR, WOR), temperatura y presión en separador
	• Curvas de caudal de gas obtenido en separador de control en función de la presión en boca de pozo
	• Presión y temperatura en boca de pozo
	• Pérdida de carga en “choke valves”

Para obtener el “modelo” del sistema de captación fundamentalmente deben establecerse los perfiles de cada línea a partir de la planialtimetría provista y modelar las líneas como una serie de segmentos definidos por una cota inicial y otra final para cargarlos al simulador.

Es importante además definir condiciones de entorno de las líneas, según sean soterradas o aéreas. Condiciones como características del suelo y del ambiente permiten al simulador determinar los perfiles de temperatura que se establecerán en las líneas, lo cual, a su vez, determina el valor de las propiedades físicas utilizadas en la determinación de caída de presión y retención de líquido. De esto surge la importancia de modelar adecuadamente los fenómenos de transferencia de calor, sobre todo en el caso de analizar sistemas de captación en zonas húmedas (suelos de alta conductividad) o en zonas frías. Cabe destacar que la temperatura influye en el nivel de condensación de líquido en las líneas del sistema de captación y por ende en la pérdida de carga esperada.

Sin embargo, y como veremos luego, es posible que en algunos sistemas con cañerías soterradas, como el que analizamos, el tipo de suelo, tenga una influencia leve en la pérdida de carga en las mismas.

Los fluidos de pozo se caracterizan incorporando los datos de composición de gas (cromatografía) y de condensado (ASTM D86) obtenidos en separador y considerando a modo de simplificación para todos los pozos las mismas composiciones de gas y líquido. En yacimientos más extensos, con zonas de GOR y concentración de CO₂ diferentes, se han considerado composiciones de gas por pozos y composiciones de condensado por estación de separación.

Para un análisis como este, se solicitan al sector de producción del yacimiento datos de caudal de gas medido en separador en función de la presión en boca de pozo obtenidos durante controles de producción. Estos datos pueden proveerse en forma de curva, una para cada pozo, en donde puede verse la respuesta de cada pozo ante cambios en las condiciones de presión en cabecera.

Conociendo la presión en boca de pozo a través de las mediciones hechas en campo y utilizando estas curvas, se obtienen los caudales de gas. Luego con las relaciones gas-condensado (GOR) y gas-agua (GWR) medidas en separador para cada pozo se determinaron los caudales de condensado y agua a ingresar en el simulador. El fluido de pozos se simuló finalmente mezclando estos tres caudales (gas, hidrocarburo líquido y agua) en condiciones de presión y temperatura relevadas en campo.

En la Fig. 1 se presenta la curva envolvente del fluido de reservorio obtenido por recombinación para una de las zonas estudiadas. Estas curvas permiten verificar la recombinación comparando con datos del reservorio. Por ejemplo cuando se conoce por otros estudios que en el reservorio se presenta la coexistencia de dos fases se debe verificar que a la presión estática se encuentre en su punto de rocío a la temperatura de reservorio.

Una vez que se tienen cargados en el simulador las líneas del sistema de captación y los caudales y composiciones de pozos, debe validarse el modelo ajustándolo con datos de campo. Para ello deben realizarse mediciones de caudales y presiones en distintos puntos, obteniendo como resultado una fotografía de las condiciones operativas del sistema de captación en un determinado momento.

El objetivo del ajuste es que el modelo final que se obtenga sea capaz de reproducir fundamentalmente las caídas de presión y condiciones de flujo registradas en campo con el menor error posible.

A continuación se describen los pasos seguidos durante esta etapa del estudio.

1. Análisis de Sensibilidad de parámetros de cálculo

Se evalúa la sensibilidad de los cálculos frente a los parámetros que se especifican al simulador, permitiendo identificar aquellos que puedan utilizarse en el ajuste del modelo o que puedan descartarse por no presentar influencia importante en la pérdida de carga.

a) Sensibilidad al tipo de suelo

De los resultados obtenidos puede observarse que para cada tipo de suelo se logran caídas de temperatura desde 10°C a 3°C por kilómetro de cañería debido a la diferencia de conductividad térmica asumida para cada tipo de suelo.

Se analizó además la incidencia de la variación de la humedad del suelo en la temperatura del fluido a la salida de la línea. En este caso se halló que la temperatura de salida no varía en forma marcada si se considera suelo arenoso seco o suelo con cierta humedad, pero sí lo hace al considerar un suelo “mojado” (*wetted soil*).

En todos los casos la pérdida de carga a través de la cañería no se ve afectada notablemente al variar el tipo de suelo.

a) Sensibilidad al revestimiento interno de la línea de conducción

La principal función del revestimiento es el control de la corrosión y la modificación de la rugosidad de la cañería, influyendo además en la transferencia de calor entre las líneas de conducción y su entorno.

Tabla 2: Comparación de rugosidades

Material de la tubería	Rugosidad Absoluta (mm)
Revestimiento resina fenólica (Ej: TK-7)	0.0040
Acero revestido	0.0064
Acero comercial nuevo	0.0191
Acero comercial	0.0457

Es importante analizar este factor, debido a que tiene una incidencia directa sobre la caída de presión. Permite además identificar las correlaciones aplicables a flujo multifásico que tienen en cuenta la rugosidad, con lo cual puede servir como uno de los criterios de selección de la correlación más adecuada.

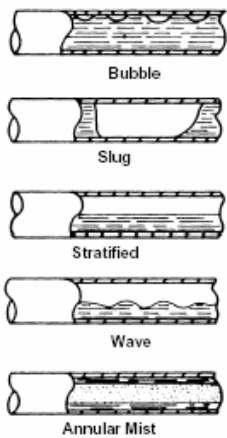
Las correlaciones de “Dukler et al” y “Beggs and Brill” no consideraban originalmente la rugosidad en el cálculo de pérdida de carga por fricción. Posteriormente se presentaron estas correlaciones con la modificación “rough pipe “, que incluye este parámetro en el cálculo.

b) Sensibilidad respecto al recubrimiento externo

Para los casos de líneas de conducción soterradas que se estudiaron, se puede concluir que tanto el tipo de revestimiento externo de las cañerías como los diferentes valores de espesores analizados no tienen influencia considerable a los fines del cálculo de pérdida de presión en las líneas o de las temperaturas del fluido en las mismas, de modo que tomar un tipo u otro de revestimiento no afectará los resultados obtenidos en las simulaciones. En el caso de líneas aéreas la influencia en la transferencia de calor es más importante.

2. Análisis de correlaciones para flujo multifásico disponibles

El análisis del sistema de captación no es sencillo debido a la presencia de flujo multifásico. Este tipo de flujo es más complejo que el monofásico por cuanto, dependiendo de varios factores como las velocidades superficiales de gas y líquido y el grado de inclinación de las líneas, podemos encontrar distintos regímenes de flujo (“bubble”, “stratified”, “slug”, etc.) que condicionan los cálculos tanto de caída de presión como de retención de líquido.



El régimen “Bubble” se presenta a altas relaciones de caudal de líquido frente al gas, estando este último disperso en el líquido. En el caso de flujo “Stratified” el líquido circula por el fondo de la línea con una interfase más o menos uniforme. En el régimen “Slug”, bajas velocidades superficiales de gas permiten acumulación de líquido en valles, aumentando la posibilidad de formación de bolsones que complican la operación en las instalaciones de superficie. Cuando se presentan altas velocidades superficiales de gas y una relación de caudal de líquido importante puede establecerse el régimen “Wave”. Por último, en el caso de bajas proporciones de líquido y altas velocidades de gas el régimen se denomina “Annular Mist” donde el líquido forma una película delgada a lo largo de la pared de la línea.

En la tabla que se muestra a continuación, se enumeran los distintos métodos para el cálculo de caída de presión, retención de líquido y determinación de régimen de flujo que fueron utilizadas en los estudios. Como puede verse, se establecieron distintas combinaciones de correlaciones y métodos para detectar y seleccionar la que mejor reproduzca las condiciones operativas actuales de las líneas del sistema de captación.

Tabla 3: Combinaciones de correlaciones y correcciones utilizadas en la etapa de validación

CALCULO	COMBINACIONES DE CORRELACIONES ANALIZADAS					
Predicción del régimen de flujo:	Taitel y Dukler		Mandhane et al		OLGAS	Beggs and Brill
Retención de líquido:	Eaton et al		Hughmark		OLGAS	Beggs and Brill
Pérdida de presión por fricción:	Oliemans-Mechanistic	Oliemans	Dukler et al	Dukler et al rough pipe	OLGAS	Beggs and Brill - Rough Pipe
Corrección por pendiente ascendente:	No Correction		Flanigan		No Correction	Beggs and Brill Liquid Holdup Correction
Recuperación por pendiente descendente:	Recovery Based on Gas Density				OLGAS	Recovery Based on Mixture Density

Aplicando una determinada combinación en cada simulación, se corre el modelo y se registran los valores de caída de presión calculados, comparándolos con los datos de campo y computándose el error relativo y la desviación standard respecto de la pérdida de carga.

Finalizado este análisis comparativo, se selecciona la mejor combinación de correlaciones y sobre ésta se ajustan determinados parámetros para disminuir el error en la predicción de caída de presión respecto de los valores medidos.

Los métodos que se emplean para realizar dicho ajuste, son los que se detallan a continuación.

a) Modificación de la rugosidad

En algunos casos, y en la medida en que la correlación seleccionada exponga este parámetro para ser usado como variable de ajuste, se aumenta o disminuye el valor de rugosidad de la cañería, pero siempre manteniendo el valor de acuerdo a valores límite que se tienen para los revestimientos que poseen las cañerías. En el caso de líneas sin revestimiento se considera un valor máximo aceptable. La rugosidad se aumenta en caso en que el modelo arroje valores de pérdida de carga menores respecto de las mediciones de campo, y se disminuye en caso contrario.

En la práctica la necesidad de tener que aumentar la rugosidad de las líneas puede deberse a la pérdida de revestimiento, o desgaste del mismo durante los años de operación por deposición de sólidos o productos de corrosión, o simplemente porque la cañería resultó tener mayor rugosidad desde su fabricación. En algunos casos, la rugosidad de la línea también podría verse afectada por tratamientos de estimulación con ácidos y fractura que se realizan en pozos.

b) Corrección por caída de presión estática en tramos ascendentes

En este caso se aplicó a varias líneas de conducción el método de Flanigan para considerar la pérdida de carga por elevación. Esta corrección suele utilizarse como complemento en correlaciones que predicen esencialmente caída de presión por fricción, como Oliemans o Dukler y se aplica con buenos resultados en líneas de conducción que presentan variaciones importantes en su planialtimetría, como son picos, o sucesión de tramos ascendentes y descendentes con un importante grado de inclinación respecto de la posición horizontal.

c) Corrección por recuperación de presión estática en tramos descendentes

En algunas líneas con tramos descendentes se observaron diferencias notables en los valores de caída de presión respecto de los valores medidos en campo. Al considerar recuperación de presión basada en la densidad de gas, se obtuvieron mejores resultados.

d) Cambios de correlación para la retención de líquido en la línea

Generalmente se utilizó la correlación de Eaton, pero en algunos casos la correlación de Hughmark presentó mejores resultados en líneas con planialtimetrías que presentan “valles”.

3. Resultados obtenidos durante la validación

A continuación se resumen los resultados más relevantes obtenidos a lo largo de la validación.

En la Fig. 2 se comparan las pérdidas de carga en las líneas de conducción registradas en campo frente a las calculadas por simulación sobre el modelo validado. En el 85% de los casos se lograron ajustes con un error menor al 10%.

Por otro lado es interesante analizar los regímenes de flujo que se presentan en las líneas de conducción existentes, lo que permite evaluar cómo está funcionando el sistema actualmente.

La correlación de Taitel- Dukler para la predicción de régimen de flujo es conveniente cuando las líneas tienen mayor pendiente. Sin embargo la correlación Mandhane Gregory y Azíz (también disponible en el simulador) predice para la mayoría de los pozos régimen estratificado, mientras que la primera (Taitel- Dukler) permite diferenciar casos de flujo anular, wave o en slug. Estas situaciones se verifican en líneas con mayores pérdida de carga y retención de líquido.

Como se puede observar en la Fig. 3 en un 60% de los casos el régimen de flujo corresponde a “annular mist” pero en varios casos se presenta el régimen tipo “slug” debido principalmente a bajas velocidades superficiales promedio de gas y/o pequeños valles en la planialtimetría.

Respecto de las correlaciones seleccionadas, en el 70% de los casos se empleó la correlación de Oliemans para el cálculo de la pérdida de carga por fricción (Fig. 4) y la de Hughmark para la determinación de retención de líquido (Fig. 5).

Sin embargo, en casos de altas velocidades superficiales promedio de gas (superiores a 8 m/seg) se lograron mejores ajustes con la correlación de Dukler (Fig. 6).

Durante la comparación de correlaciones observamos que las pérdidas de carga por fricción calculadas con la correlación de Oliemans son inferiores (hasta un 50%) que las calculadas con la correlación de Dukler.

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

Con el modelo validado y ajustado, es posible predecir condiciones futuras de operación del yacimiento. Para ello es esencial además contar con pronósticos de producción confiables.

En la Fig. 7 se representa la operación prevista de una zona del yacimiento durante la vida del proyecto. Se muestra el pronóstico de producción para una de las zonas estudiadas, en donde se pueden observar los tres niveles de presión en cabecera a los que operarán los pozos en el futuro y la producción de gas esperada, de acuerdo a la respuesta del reservorio.

El gráfico fue generado a partir de pronósticos de producción obtenidos a través del simulador de reservorio, que en general se solicitan al sector Producción del yacimiento al finalizar la etapa de validación del modelo. Los datos provistos son: presión en boca de pozo y caudales de gas, condensado y agua en función del tiempo.

Según el esquema de explotación previsto para el período que se analiza, al bajar las presiones de operación en cabecera, la fuerza impulsora del flujo disminuye y, por lo tanto, surge la necesidad de adecuar el sistema de transporte y comprimir el gas para que pueda ingresar a la planta de procesamiento a la presión requerida.

A fin de bajar la caída de presión y disminuir consecuentemente los requerimientos de potencia, se deberán agregar “loops” o líneas en paralelo a las líneas existentes.

Las principales inversiones que demanda el proyecto son entonces por un lado, en equipos de compresión y por el otro, en piping. Deberá analizarse entonces cuál es la mejor combinación de diámetros de línea y potencia de compresión para el transporte de la producción hasta la planta de procesamiento central.

Evidentemente los costos de compresión del gas están relacionados con los costos en piping. Pero en flujo multifásico la relación entre caída de presión por fricción y diámetro de línea no es tan directa como en el caso de sistemas monofásicos, en donde se espera que a mayor diámetro de línea la caída de presión sea menor y, por lo tanto, menor el requerimiento de potencia para comprimir el gas.

En flujo multifásico puede haber diferencias en cuanto hay líquido involucrado y debe considerarse que a menor velocidad del gas puede haber mayor acumulación de líquidos, pudiendo aumentar consecuentemente la caída de presión. De acuerdo a esto puede decirse que generalmente no es aconsejable utilizar líneas de gran diámetro en sistemas de transporte multifásico.

Para facilitar la resolución y considerando la forma en que se presentaron los datos de entrada al estudio, el cálculo se efectúa partiendo de la presión de boca de pozo correspondiente a cada nivel de presión, obteniendo presiones de llegada a la compresora.

En la realidad, la presión de succión de compresores será única, y esto resultará en distintas presiones de cabecera en pozos, que en términos de producción se compensan con la apertura de las “choke valves” o con el cierre de algún pozo. No obstante, el cálculo tal como se plantea revela qué diámetros son adecuados para cada servicio.

Para el análisis se tomaron las siguientes premisas:

- 1. Se consideró un esquema de compresión centralizado: esto implica comprimir el gas no en la cercanía de los mismos pozos (compresión descentralizada), sino en estaciones de separación primaria.
- 2. Producción total de gas a mantener en el tiempo durante el mayor tiempo posible (valor adoptado: 10 MMSCMD)
- 3. Presión límite final de explotación (15 kg/cm²).
- 4. De acuerdo al plan de explotación previsto, se consideraron tres niveles o etapas de presión a considerar en boca de pozo:

Tabla 4: Niveles de presión en boca de pozo y períodos de vigencia considerados

NP1: 50 kg/cm ²	2005-2006
NP2: 35 kg/cm ²	2006-2007
NP3: 15 kg/cm ²	2007-2017

Las etapas del análisis fueron:

- 1. Obtención de la composición de los fluidos de pozo.
- 2. Análisis del pronóstico de producción y determinación de los caudales de diseño a considerar en cada pozo (uno para cada nivel de presión en cabecera).
- 3. Diseño del sistema de transporte multifásico y determinación de los requerimientos de potencia de compresión de gas.

1. Obtención de la composición de los fluidos de pozo

Las corrientes de fluido de cada pozo se obtienen, al igual que en la etapa de armado del modelo, mediante la mezcla de tres corrientes, una de gas, otra de hidrocarburo líquido y otra de agua.

Las composiciones de estas corrientes se toman de la validación del modelo de red de captación, pero se ajustan mediante un flasheo a las condiciones de operación (P_{wh} y T_{wh} de pronósticos de producción para cada nivel de presión en cabecera), mientras que los caudales se ajustan de modo de obtener los valores que se indican en los pronósticos de producción.

2. Análisis del pronóstico de producción y determinación de los caudales de diseño

Se trabajó con el pronóstico de producción para identificar los períodos correspondientes a cada nivel de presión y establecer los caudales de diseño a utilizar en todas las simulaciones.

Los caudales utilizados para diseñar las líneas del sistema de transporte son los máximos caudales producidos a los distintos niveles de presión en cabecera considerados. De esta manera se obtiene el diseño más conservativo para cada flowline considerada en forma individual.

Sin embargo, una vez terminada la etapa de diseño, que se explicará a continuación, deberá hacerse una verificación de la performance de las líneas para los caudales mínimos esperados en cada período.

3. Diseño del sistema de transporte multifásico

El diseño más conveniente busca minimizar tanto la inversión en piping como en potencia de compresión y lograr buenas condiciones de flujo en líneas, ya sea en cuanto a pérdida de carga por fricción como a patrones de flujo. En esta etapa del estudio, se determina qué diámetros tendrán que tener las líneas que se pongan en paralelo a las existentes (*loops*) para ampliar el sistema de transporte.

a) Criterio de diseño de líneas

Diámetro mínimo

La máxima velocidad en las líneas de captación no debe superar el valor de velocidad erosional definido en la práctica recomendada API RP 14E. Si bien este criterio es útil para diseñar líneas de gas en alta presión, para bajos niveles de presión esto no es así, por cuanto la velocidad erosional resulta muy alta.

Debido a que las líneas se verificaron para el último nivel de presión que es el más bajo, el criterio aplicado no fue el de la norma citada, sino el de no sobrepasar 10-12 m/s con el propósito de preservar la formación de una capa interior protectora del inhibidor de corrosión.

De todas maneras se calculó para cada línea la velocidad erosional a la salida de cada línea, utilizando un factor $C=150$.

Diámetro máximo

Con respecto al diámetro máximo, como mencionamos anteriormente, en flujo multifásico no es aconsejable la utilización de grandes diámetros debido al posible aumento de pérdida de carga por retención de líquido en líneas. Debe evitarse el régimen de flujo intermitente o tipo slug puesto que resulta en una operación inestable.

Durante las simulaciones se observó que la ocurrencia de este régimen de flujo estaba inducido en la mayoría de los casos por las condiciones de elevación del terreno. En efecto, se encontraron líneas en las cuales en sus tramos ascendentes presentaban flujo tipo slug que luego en los tramos descendentes se disipaba.

Durante el diseño se buscó que la velocidad en las líneas operando en el nivel de presión 1 no sea menor a 3 m/s para disminuir la propensión a la formación de bolsones, la deposición de arenas y, en general, para evitar que la retención de líquido sea alta.

La Fig. 8 muestra la aplicación práctica de los criterios de dimensionamiento mencionados para una de las líneas analizadas. Se observa que el diámetro más conveniente para la línea que se ponga en paralelo (*loop*) es de 8 pulgadas.

b) Análisis de pérdida de carga en función del diámetro equivalente

Se analiza la sensibilidad de la caída de presión al diámetro equivalente de cada línea considerando presiones en boca de pozo correspondientes al nivel de presión en cabecera más bajo.

Se obtienen curvas de pérdida de carga en función de este último parámetro para todas las líneas del sistema con el objeto de hallar los diámetros más adecuados. Es posible que en algunos casos haya algún diámetro que minimice la pérdida de carga.

En la Fig. 9 se observan curvas para algunas de las líneas estudiadas.

Se analizó el último nivel de presión (NP3) por cuanto a menores presiones las velocidades superficiales del gas son más elevadas obteniendo un dimensionamiento de líneas más conservativo. Luego se verifica el correcto funcionamiento en los niveles de presión previos (NP1, NP2).

c) Selección de conjuntos de diámetros para el último nivel de presión

Como resultado del análisis anterior se obtiene para cada línea un rango de diámetros adecuados para establecer conjuntos de diámetros a probar en cada simulación del sistema piping-compresión, utilizando siempre el modelo ajustado.

Los diámetros para cada línea conectada a cada estación compresora deben ser tales que las presiones en el manifold de entrada a la compresora sean similares. Generalmente en las simulaciones se presenta una línea controlante por ser la que transporta el mayor caudal o por ser la más alejada de la futura estación compresora y es el diámetro del loop de ésta la que va influir decisivamente en la potencia de compresión requerida.

En esta etapa se incorpora una evaluación de costos básica para poder determinar el conjunto más conveniente desde el punto de vista económico, tomando índices de costos en piping (U\$/in-m) y compresión (U\$/HP). Esto puede observarse en la siguiente tabla.

Tabla 5: Análisis de la influencia de los diámetros en la potencia de compresión y en los costos

Líneas (Loops)	Longitud	TESTEO DE CONJUNTOS DE DIAMETROS - NP3				
	m	D1	D2	D3	D4	D5
Línea N° 1	2300	8	8	8	8	10
Línea N° 2	1500	8	10	10	10	10
Línea N° 3	3650	6	8	10	12	10
Línea N° 4	620	6	6	6	6	6
Presión de succión	Kg/cm ²	9	10.6	11.1	11	11.1
Temperatura de succión	°C	37	38	38	38	39
Caudal de Gas	MMSCMD	4.31	4.306	4.305	4.305	4.305
Potencia de compresión	KW	18170	16790	16470	16480	16470
Costo Piping	MMUS\$	1.2	1.5	1.6	1.8	1.7
Costo Compresión	MMUS\$	15.4	14.3	14.0	14.0	14.0
Costo (P+C)	MMUS\$	16.7	15.7	15.6	15.8	15.7

Además de evaluar cada conjunto de diámetros en función de los costos, se analiza también la velocidad superficial de gas en cada línea y el tipo de régimen de flujo según los criterios expuestos anteriormente (Ver “3. Diseño del sistema de transporte multifásico – a) Criterio de diseño de líneas”).

Respecto del régimen de flujo, si bien por las razones expuestas anteriormente no constituye un criterio de diseño, el análisis de este factor es importante sobre todo a considerar en el último tramo de las líneas a los efectos de establecer la eventual necesidad de incorporar un slug catcher en la entrada a la estación de separación & compresión.

Después de evaluar para cada corrida los costos y condiciones de flujo (velocidad no superior a 12 m/s y no inferior a 3 m/s, régimen de flujo, retención de líquido), finalmente se seleccionan los diámetros definitivos de las líneas a incorporar en paralelo a las existentes para ampliar el sistema de transporte multifásico.

Desarrollo de la alternativa de incorporación de líneas seleccionada

Cabe aclarar en este punto que puede efectuarse un análisis completo para cada nivel de presión en cabecera determinando los requerimientos de ampliación del sistema de transporte en cada caso. Como consecuencia, se establecieron distintas alternativas de “faseado de líneas”. Esto significa, por ejemplo, en una línea existente incorporar en el 2005 (NP1) un loop de 6” y en el 2010 (NP3) uno adicional de 4”. En este caso, otra alternativa hubiera sido directamente colocar al comienzo de NP1 una sola línea en paralelo a la existente de diámetro equivalente a las de 6” y 4” juntas. Precisamente, esto es lo que se hizo en el presente estudio.

La decisión no fue arbitraria, sino que obedece a consideraciones económicas que se analizaron oportunamente. Para cada alternativa de “faseado de líneas” analizado, se hizo un cálculo de VAN y se determinó que la opción más conveniente es la de incorporar las líneas diseñadas según el último nivel de presión al comienzo. De hecho el lapso que transcurre entre niveles de presión en cabecera es corto y no justifica el faseo.

Sistema de captación final seleccionado y evaluación de potencia de compresión requerida

Establecido el diseño final, en esta etapa se corren tres simulaciones, una por cada condición de presión en boca de pozo (NP1, NP2 y NP3) y se calcula la potencia de compresión que se va a requerir en cada caso.

En la Fig.10 se muestra una de las simulaciones realizadas sobre el modelo y en la tabla los resultados de las tres simulaciones.

Tabla 6: Resultados de las simulaciones realizadas sobre el diseño final del sistema de captación

Líneas	DIÁMETROS DE LOOPS		
	NP1	NP2	NP3
Línea N°1	8"	-----	-----
Línea N°2	10"	-----	-----
Línea N°3	8"	-----	-----
Línea N°4	6"	-----	-----
Presión de succión, kg/cm ²	45.2	22.3	10.6
Potencia requerida, KW	6099	12350	16790

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Cálculo de inversiones y valor actual neto

A través de las etapas anteriores del estudio, se obtuvieron los diámetros de líneas y la potencia de compresión requeridos para satisfacer el transporte de la producción de gas hasta la planta de tratamiento desde el 2004 al 2017.

Teniendo estos datos, se realiza el cálculo de VAN de la inversión, haciendo las siguientes consideraciones:

- 1) La potencia que deberá instalarse para cada nivel de presión será un 20% superior a la obtenida por simulación ya que esta última corresponde a potencia en el eje. Este margen es asimismo útil a los efectos de cubrir incertidumbres en los cálculos de pérdida de carga.
- 2) Para el cálculo económico-financiero se considera que las inversiones en piping se harán un año antes del comienzo previsto para el primer nivel de presión y los compresores se comprarán medio año antes del comienzo.
- 3) Para las estimativas de costos se consideran los siguientes rubros:

Tabla 7: Costos a considerar en la evaluación económica

COSTOS A CONSIDERAR EN LA EVALUACIÓN
Costos de adquisición de equipos FOB
Costos de seguros y fletes
Costos de nacionalización de los equipos
Costos de repuestos y otros materiales
Costos de montaje mecánico de los equipos
Costos de fundaciones y estructuras
Costos de piping de la planta compresora
Costos de instrumentación & control de la planta compresora
Costos de ingeniería y dirección de obra
Costos por imprevistos
Costos de ingeniería y dirección de obra
Costos de suministro y montaje de cañerías para los gasoductos
Costos de fuel gas
Costos de mantenimiento

- 4) Para el costo de compresores, se considera un valor típico en U\$S/KW aplicado sobre las potencias totales extraídas de las corridas de simulación más el factor uniforme de aumento del 20% y no sobre el número efectivo de unidades a ser instaladas.
- 5) Para estimar el costo en cañerías se adopta un valor típico por metro lineal y por diámetro de cañería (U\$S/in-m).

6) Para el cálculo del valor actual neto (VAN) se considera una tasa de descuento típica del 12% anual.

CONCLUSIONES

El estudio se divide básicamente en tres etapas:

1. Modelado y validación.
2. Diseño del sistema de captación.
3. Evaluación económica para determinación de montos de inversión y cálculo de VAN.

La validación es importante para encontrar la correlación de flujo multifásico que mejor aproxime los datos medidos en campo. Como resultado, permite obtener un modelo del sistema de captación sobre el cual poder correr simulaciones que describan las condiciones futuras.

Como consecuencia del amplio tratamiento de la información que implica este tipo de análisis, se logra un ordenamiento de los datos de campo y se brinda una importante herramienta de diagnóstico del estado de líneas y de la calidad de las mediciones de control de producción realizadas.

Este tipo de estudios constituye una herramienta fundamental para la toma de decisiones sobre la operación del yacimiento, puesto que permite analizar qué caudal de producción conviene mantener durante la mayor parte del resto de la vida útil del yacimiento, permite analizar la conveniencia de perforar nuevos pozos, y determinar cuál es la presión de abandono más conveniente. De acuerdo a esto es posible plantear distintos casos y hacer un análisis análogo al presentado en este documento para cada uno de ellos.

Como ejemplo de esto, podemos mencionar que en este estudio se analizó únicamente el caso de mantenimiento de caudal de producción en un valor típico de 10 MMSCMD. Podría hacerse este mismo análisis para otros caudales de producción de gas total y hacer el análisis económico de cada caso, compararlos y obtener el más conveniente.

Además de todo esto, es posible analizar la formación de hidratos en todas las líneas y hacer un estudio de los niveles de corrosión esperados de acuerdo a la composición del gas (presencia de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y agua).

Finalmente los estudios conceptuales de captación y compresión en yacimientos de gas sirven de base para el desarrollo posterior de la ingeniería básica tanto del sistema de transporte como de las estaciones compresoras que deban incorporarse en el futuro.

Por lo tanto, el estudio presentado se enmarca dentro de un análisis conceptual mucho más completo cuyos resultados y conclusiones definen el desarrollo futuro de un yacimiento de gas-condensado.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la colaboración de Alejandro Area (Consultor, TECNA S.A.), Juan Carlos Domínguez (Ing. Senior de Procesos) y Vanina Ferramonti (Ing. de Procesos, TECNA S.A.) en la realización del presente documento.

REFERENCIAS

- (1) Gregory G.A. , Mandhane J.M. y Aziz K. , Some Design Considerations for Two-Phase Flow in Pipes, The Journal of Canadian Petroleum Technology, January-March 1975 Montreal.
- (2) Taitel, Y. and Dukler A.E., A Model for predicting Flow Regime Transitions in horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow, AIChE JI Vol 2247-55.
- (3) Asante B., Stanislav J.F., Lei Pan , Multiphase transport of gas and low loads of liquids in pipelines, The University of Calgary, Canada.
- (4) Saeid Mokhatab, Correlation predicts pressure drop in gas-condensate pipelines, Oil & Gas Journal, Jan 2002.
- (5) API Recommended Practice 14 E, 5th Edition ,1991.
- (6) GPSA Engineering Data Book , 11th Edition.

FIGURAS

Fig. 1 Curva PT de fluido de reservorio recombinado

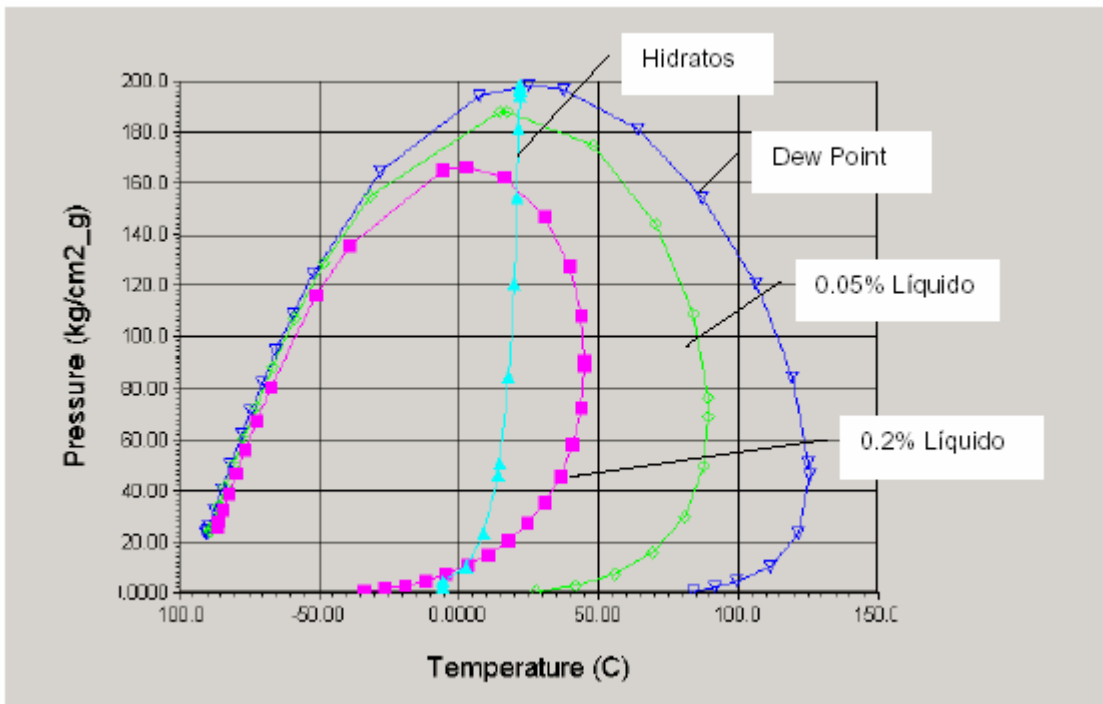


Fig.2 Comparación de pérdida de carga registrada en campo frente a la calculada según modelo

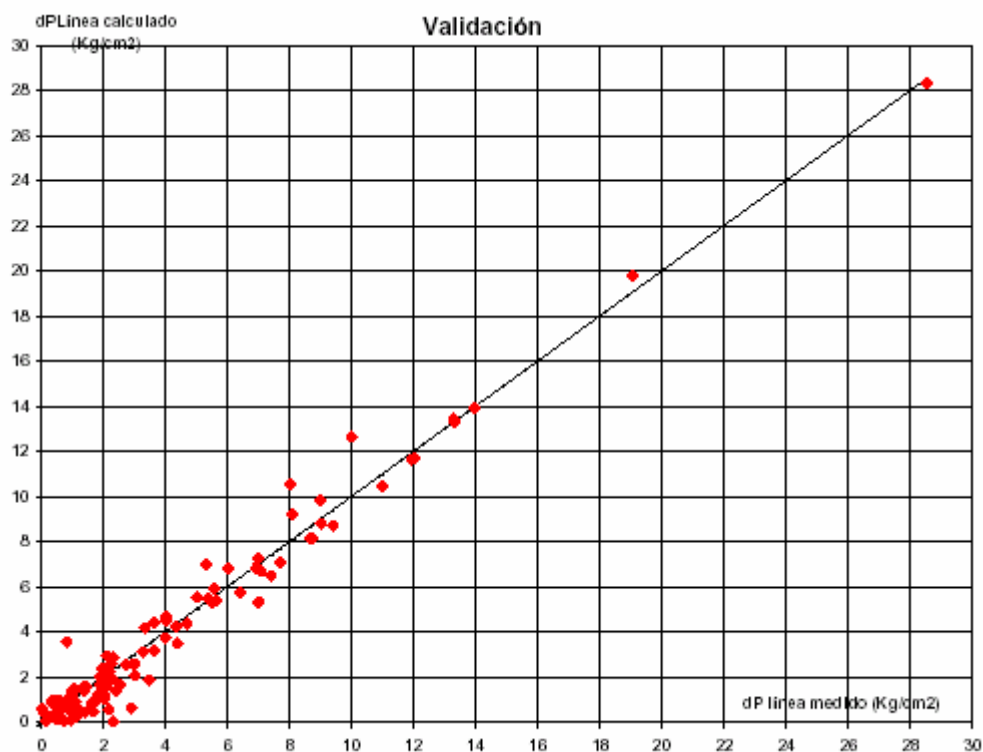


Fig.3 Regímenes de flujo encontrados en los estudios

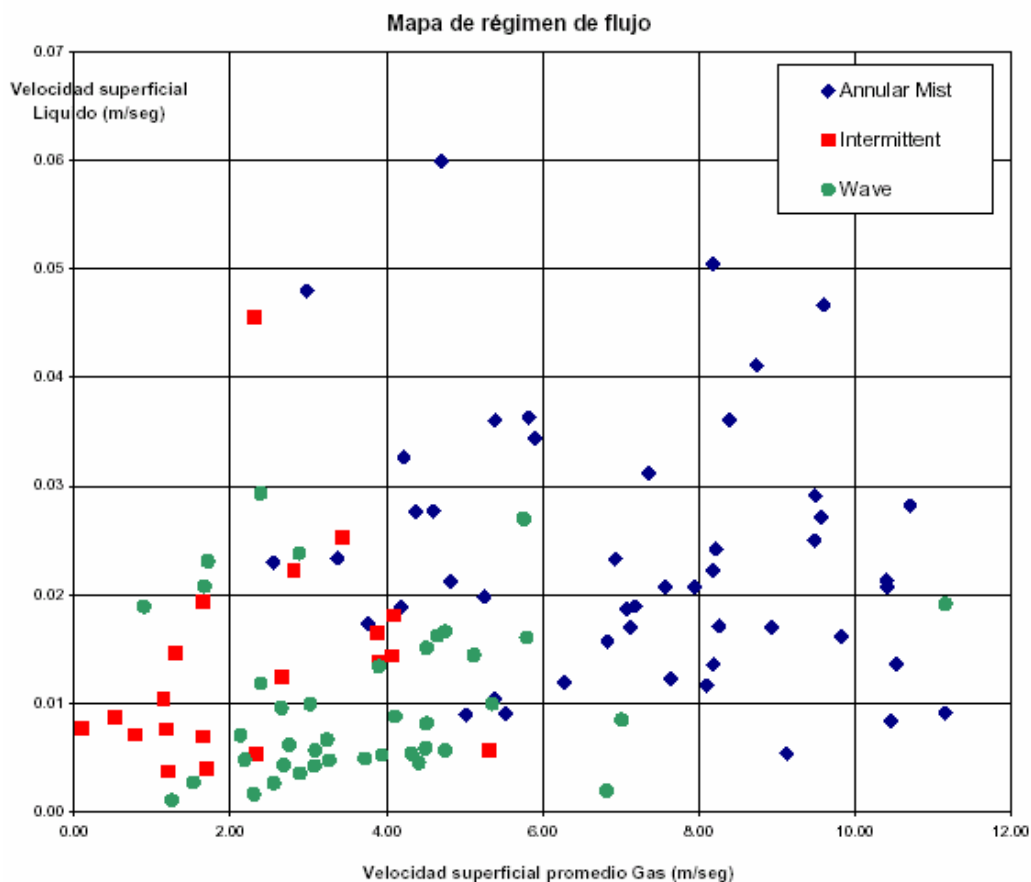


Fig.4 Correlaciones DP fricción

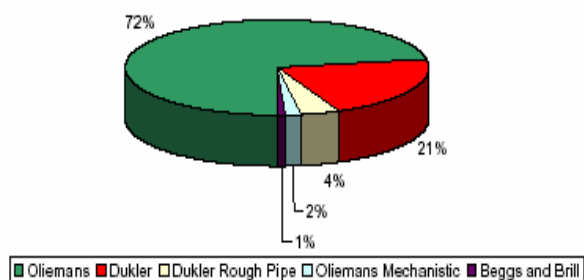


Fig.5 Correlaciones Hold Up

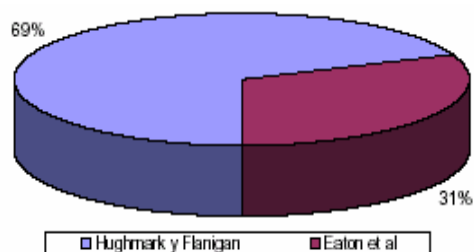


Fig.6 Comparación en la validación con Oliemans y Dukler

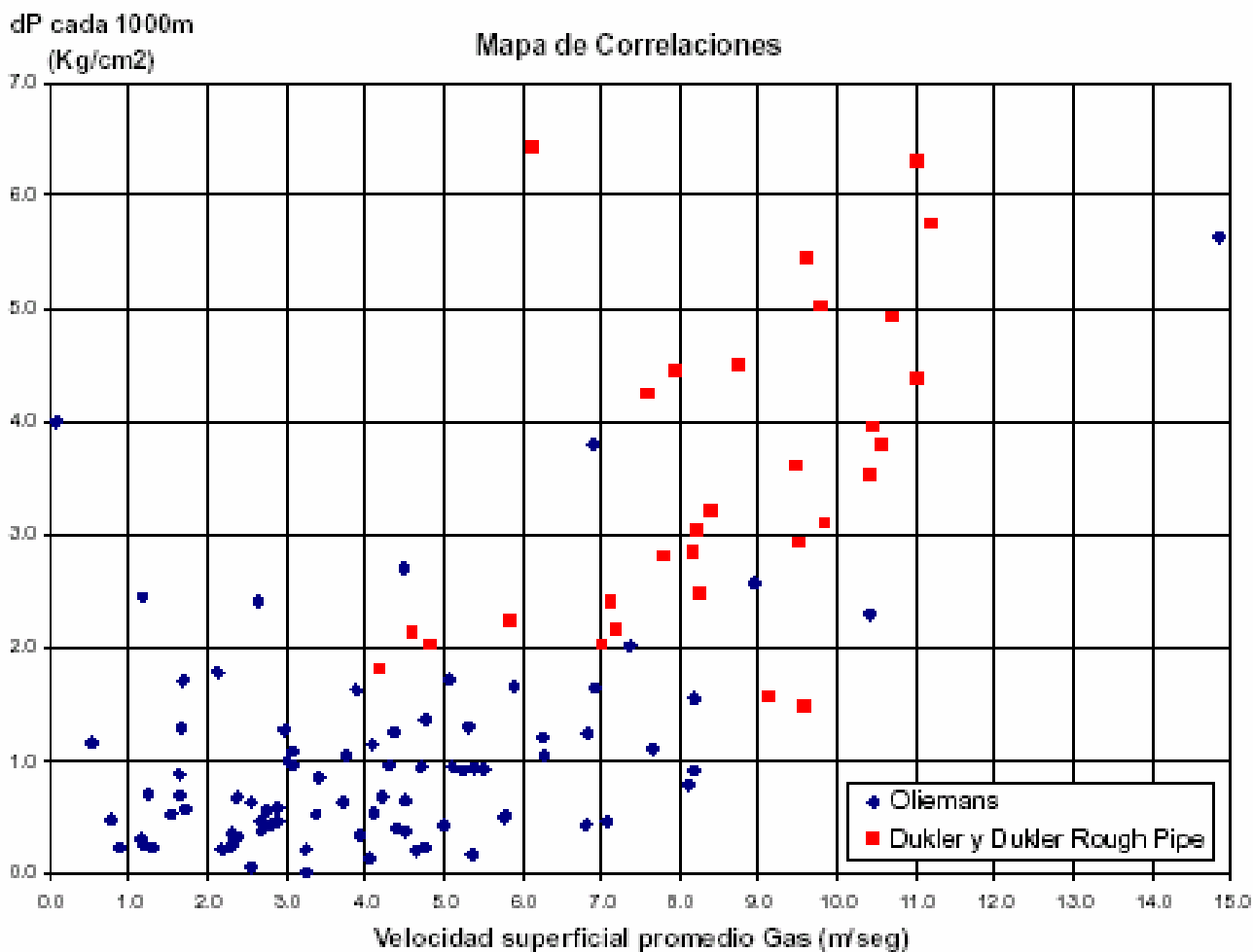


Fig.7 Pronósticos de producción para una zona de un yacimiento de gas-condensado para distintos niveles de presión Pwh

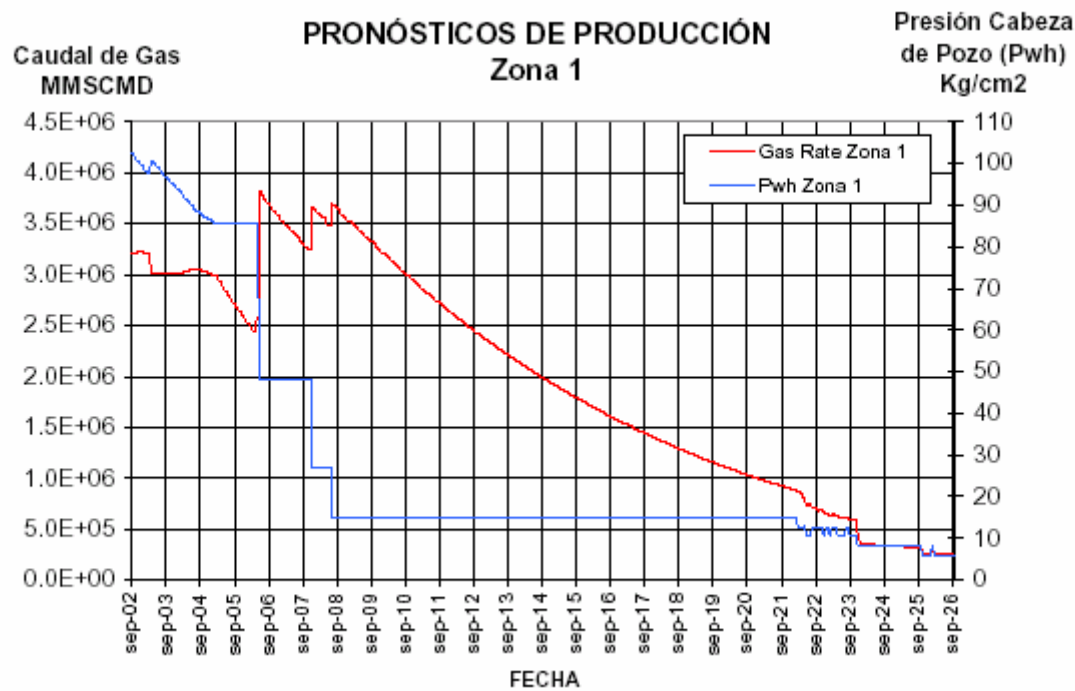


Fig.8 Aplicación del criterio de velocidad máxima y mínima

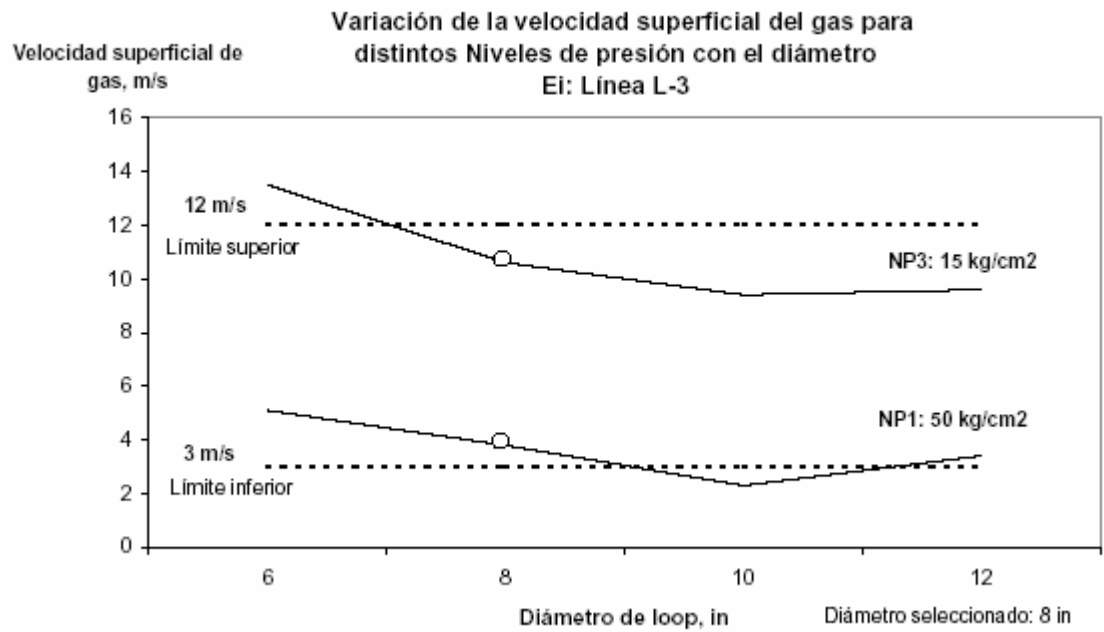


Fig. 9: Variación de la pérdida de carga en función del diámetro de loop

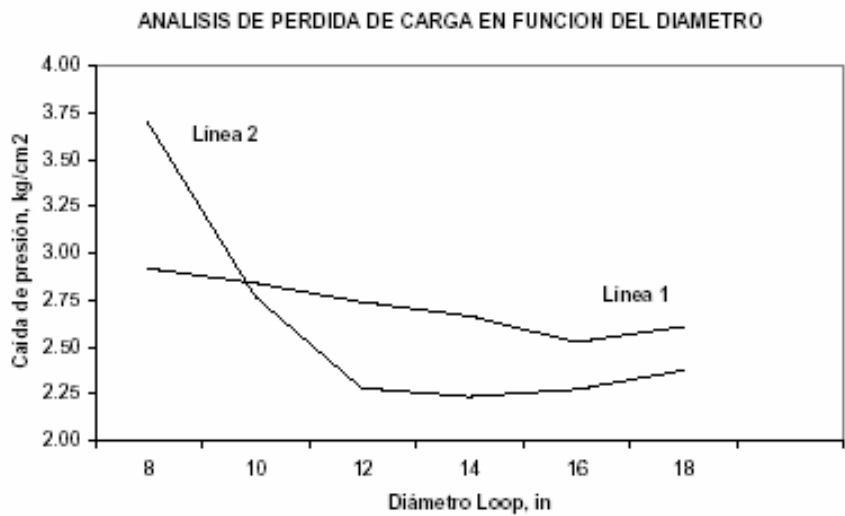


Fig.10 Simulación para la determinación de la potencia de compresión requerida en NP1

