

Simulación numérica de la operación de la red de transporte de vapor del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

J.I. Martínez-Estrella¹, A. García-Gutiérrez¹, A.F. Hernández-Ochoa¹, M.P. Verma¹, A. Mendoza-Covarrubias², A. Ruiz-Lemus²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Cuernavaca, Morelos, CP 62490, México. Correo: jime@ie.org.mx. ²Comisión Federal de Electricidad, Residencia Los Azufres, Campamento Agua Fría, Michoacán, México.

Resumen

El sistema de transporte de vapor del campo geotérmico de Los Azufres está constituido por una red de 28 km de ductos de 10 a 42 pulgadas de diámetro que captan el vapor de 41 pozos productores y lo conducen hacia 12 unidades generadoras que, en conjunto, totalizan una capacidad instalada de 188 MWe. La extensión y complejidad geométrica y operativa de la red hacen del análisis del transporte del vapor a través de ella una tarea sumamente complicada. Esto motivó la realización de un estudio consistente en el desarrollo de un modelo hidráulico y la simulación numérica de la operación de la red, cuyos resultados se presentan aquí. La simulación se llevó a cabo empleando dos simuladores disponibles comercialmente. Los resultados de simulación del comportamiento global de la red bajo el escenario operativo seleccionado para este estudio, arrojaron diferencias relativas promedio menores al 10% entre presiones medidas y simuladas en los pozos, y entre los flujos medidos y simulados en las plantas, para los dos simuladores utilizados. Estos resultados se consideran altamente satisfactorios y permiten demostrar que el modelo hidráulico desarrollado es una herramienta confiable para el estudio del transporte de vapor en la red, ya sea en forma integral o parcial y bajo diferentes condiciones operativas, actuales o contempladas a futuro, además de que también permitieron identificar áreas de oportunidad para mejorar la operación del sistema.

Palabras clave: Red de transporte de vapor, simulación numérica, campo geotérmico Los Azufres, modelo hidráulico.

Numerical simulation of the operation of the steam supply network in Los Azufres geothermal field, Mich.

Abstract

The steam transportation system at Los Azufres geothermal field includes a network 28 km long of pipes 10" to 42" in diameter, carrying steam produced from 41 wells to 12 power plants of varying capacities—yielding a total installed capacity of 188 MWe. The length and geometrical and operative complexities of the pipe network complicate any analysis of steam transported through the system. Therefore we have developed a hydraulic model and a numerical simulation of network operations and the results are presented here. Two commercially-available simulators were used. Simulation results for the whole network, under operative settings selected for this study, show mean relative differences below 10% --when comparing measured and simulated pressures in the wells, and measured and calculated flow-rates in the power plants for both simulators. The results, considered satisfactory, demonstrate how a developed hydraulic model is a useful and reliable tool for studying steam transport throughout a network under different operating conditions. In addition, areas were identified for improving network operations.

Keywords: Steam transport network, numerical simulation, Los Azufres geothermal field, hydraulic model.

1. Introducción

En campos geotérmicos el vapor producido por los pozos es transportado hacia las plantas generadoras a través de una serie de tuberías conectadas que, comúnmente, constituyen una red compleja de varios kilómetros de longitud, donde las caídas de presión y de temperatura pueden ser llegar a ser muy altas. Esto hace muy difícil la predicción de cambios en la presión o en el flujo ocasionados por la operación del sistema debido a eventos como la apertura o cierre de válvulas, la integración de nuevos pozos o la salida de operación de las plantas por labores de mantenimiento. Por este motivo, el modelado y la simulación numérica de la red de transporte de vapor representa una alternativa muy útil para conocer las condiciones de operación en prácticamente cualquier punto de la red, lo cual sería muy difícil de obtener de manera experimental ya que los ductos de vapor son considerados como contenedores de alta presión.

En la literatura existen pocos trabajos relacionados con el modelado de flujo en redes y líneas de vapor en campos geotérmicos. Entre ellos se pueden mencionar los de Marconcini y Neri (1979), Huang y Freeston (1992; 1993) y Di Maria (2000) quienes empleando diferentes métodos y códigos simulaban redes pequeñas de 4 a 6 pozos. Betaggl y Bidini (1996) desarrollaron un código que simuló el flujo del vapor desde el pozo hasta las turbinas en una red de 32 pozos y tres turbinas. En México, la UNAM (1990) desarrolló un modelo matemático de la red de vaporductos de Cerro Prieto el cual resolvió la ecuación de cantidad de movimiento considerando flujo adiabático, sin estimar perfiles de temperatura ni flujo de condensado en purgas. Peña (1986) y Peña y Campbell (1988) desarrollaron para este mismo campo un modelo basado en la expansión politrópica del vapor a medida que fluye en una red horizontal de tuberías aisladas térmicamente en el que incluyeron como ejemplos ductos de 427 m de longitud. En los años recientes el IIE (García *et al.*, 2006; 2007a; 2007b) desarrolló un modelo hidráulico y llevó a cabo la simulación numérica de la red de vaporductos de Cerro Prieto, la cual incluyó 162 pozos integrados, empleando el simulador de flujo Pipephase, y el cual constituye el estudio más extenso reportado en la literatura abierta.

En el presente trabajo se describe el desarrollo de un modelo hidráulico para la red de vaporductos del campo geotérmico Los Azufres y se presentan los resultados de simulación correspondiente a la operación de la red de transporte de vapor para una fecha en particular, empleando para tal fin dos simuladores comercialmente disponibles que permitieron la validación del modelo.

2. Objetivo

El objetivo primordial de este estudio fue desarrollar un modelo computacional que represente de manera apropiada los procesos de pérdidas de presión y calor asociadas con el transporte de vapor a través de la red de vaporductos, y que permita determinar las condiciones de operación en cualquier punto de la misma, de manera que aporte elementos de información adecuados para hacer un uso más eficiente del vapor y garantizar el suministro oportuno a las plantas generadoras. Adicionalmente, el modelo debe permitir evaluar el comportamiento de la red a través de la simulación numérica de diferentes escenarios relacionados con cambios en la operación y el crecimiento de la red de vaporductos.

3. Descripción de la red de vaporductos

El campo geotérmico de Los Azufres (CGLA) se localiza en la parte central de México, a 250 km al oeste de la ciudad de México y a 90 km al noreste de la ciudad de Morelia, Michoacán, dentro de la provincia fisiográfica del Cinturón Volcánico Mexicano. El CGLA se encuentra dividido en dos zonas bien definidas: Marítaro en el Norte y Tejamaniles en el Sur, ambas separadas por una distancia de varios kilómetros.

En el CGLA actualmente operan 14 unidades generadoras de diversos tipos y capacidades, que en conjunto integran una capacidad total instalada de 188 MWe. Las unidades incluyen cinco plantas de flasheo simple, una de 50 MWe y cuatro de 25 MWe cada una; siete plantas de 5 MWe de tipo contrapresión; y dos plantas de ciclo binario de 1.5 MWe cada una. En la Zona Norte se encuentran instaladas siete plantas cuya capacidad instalada es de 95 MWe, mientras que en la Zona Sur operan otras siete plantas con una capacidad instalada de 93 MWe.

Un total de 41 pozos geotérmicos productores integrados, 23 en la Zona Norte y 18 en la Zona Sur, suministran el vapor requerido por las 14 plantas geotérmicas. Este vapor es transportado a través de una red de vaporductos cuya longitud total aproximada es de 28 km, de los cuales 15.15 km (54.3%) corresponden a la Zona Norte y 12.75 km (45.7%) a la Zona Sur. Los vaporductos tienen diámetros que varían de 10 a 42" y están térmicamente aislados con una capa de material fabricado a base de lana mineral o fibra de vidrio, y con una cubierta exterior de aluminio o hierro galvanizado.

La red posee diversas interconexiones entre vaporductos, colectores y ramales, lo cual posibilita enviar el vapor hacia diferentes sectores de la red con el fin de asegurar un suministro eficiente de vapor a las plantas de generación. El flujo de vapor hacia las plantas y entre las diversas interconexiones, es controlado mediante una serie de válvulas de compuerta y de mariposa instaladas en diferentes puntos de la red.

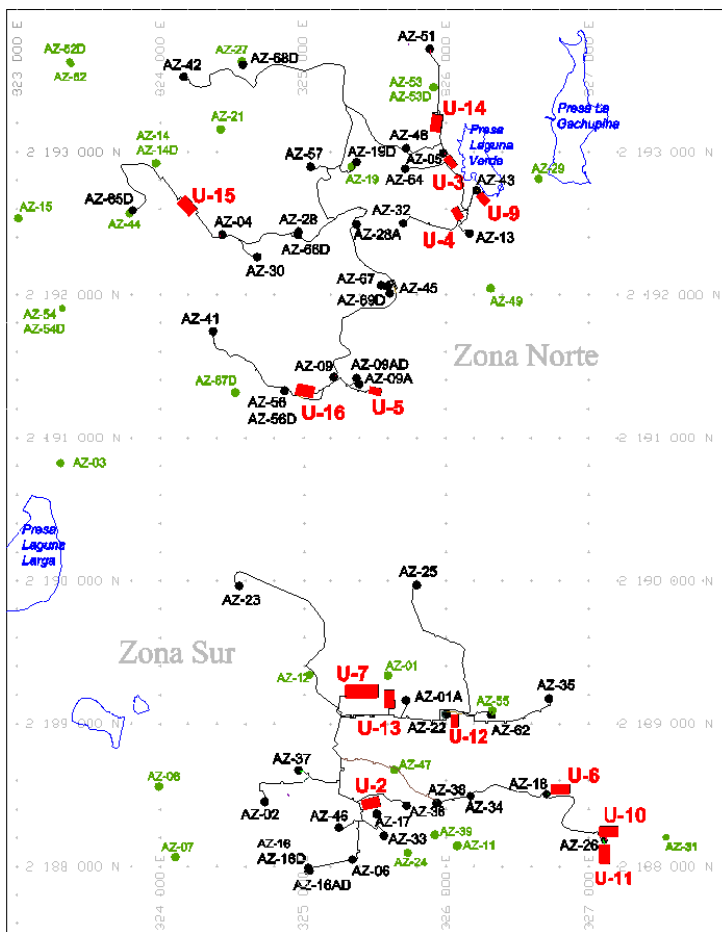


Fig. 1. Red de vaporductos del campo geotérmico Los Azufres.

topográficos y orto-fotos digitales del CGLA. A partir de la revisión de esta información se obtuvieron los datos primarios requeridos para iniciar la construcción del modelo de la red tales como: geometría, materiales, accesorios, interconexiones, aislantes, etc. En los casos donde se encontró información no

La Figura 1 muestra la red de vaporductos del CGLA. Como se observa, el sistema consiste en realidad de dos redes, una ubicada en la Zona Norte y la otra en la Zona Sur, las cuales operan de manera totalmente independiente. De acuerdo a esta consideración, el modelo de la red de transporte de vapor del CGLA se dividió igualmente en dos partes correspondientes a cada zona del campo.

4. Metodología

La metodología seguida en el desarrollo del estudio incluyó: (a) Datos de entrada; (b) Documentación del modelo de la red; (c) Descripción de los simuladores utilizados; (d) Selección del método de caída de presión utilizado para las simulaciones; y (e) Simulación de escenarios.

a) Datos de entrada

Para el desarrollo del modelo hidráulico se recopiló primeramente la información disponible en los archivos de CFE relacionada con la red de transporte de vapor, la cual incluyó planos y diagramas de diseño y construcción de los vaporductos, mapas

actualizada o faltante, ésta se obtuvo a través de levantamientos directos en campo, lo cual resultó una tarea complicada debido a la complejidad geométrica de la red y a las características topográficas y de vegetación del CGLA.

Para el manejo y procesamiento de toda la información, esta se compiló en tablas de MS Excel con el propósito de facilitar la realización de cálculos trigonométricos de manera automatizada, con los cuales se construyeron perfiles de elevación o topográficos detallados para cada vaporducto. A partir de estos perfiles se obtuvieron los datos de entrada requeridos por el simulador numérico tales como longitudes reales de tuberías, diferencias de elevación y valores de ángulos de codos y vueltas. Este proceso permitió también identificar todos los nodos de interconexión existentes en la red, así como la secuencia de todos los accesorios de flujo (tuberías, accesorios y equipo adicional) conectados en cada tramo de vaporducto (*link*) para toda la red. Adicionalmente, una nomenclatura específica fue creada para la identificación de cada ducto de la red, lo cual facilitó el manejo de la enorme cantidad de datos generados.

b) Documentación del modelo de la red

Una vez generada la información de entrada para el modelo, se documentó en formatos diseñados específicamente para este propósito. Estos formatos son tablas de MS Word que incluyen los tipos, dimensiones y cédulas de cada tubo, válvula u otro accesorio incluido en un tramo de vaporducto o *link* (Figura 2). Los formatos incluyen además un croquis de localización, el perfil de elevación y referencias de la(s) fuente(s) de información para cada vaporducto documentado con fines de rastreabilidad de cada dato de entrada. El diseño de los formatos está basado en la ventana de captura de datos de entrada de la interfaz de usuario del simulador Pipephase, lo cual facilitó la implementación del modelo dentro de los dos simuladores utilizados.

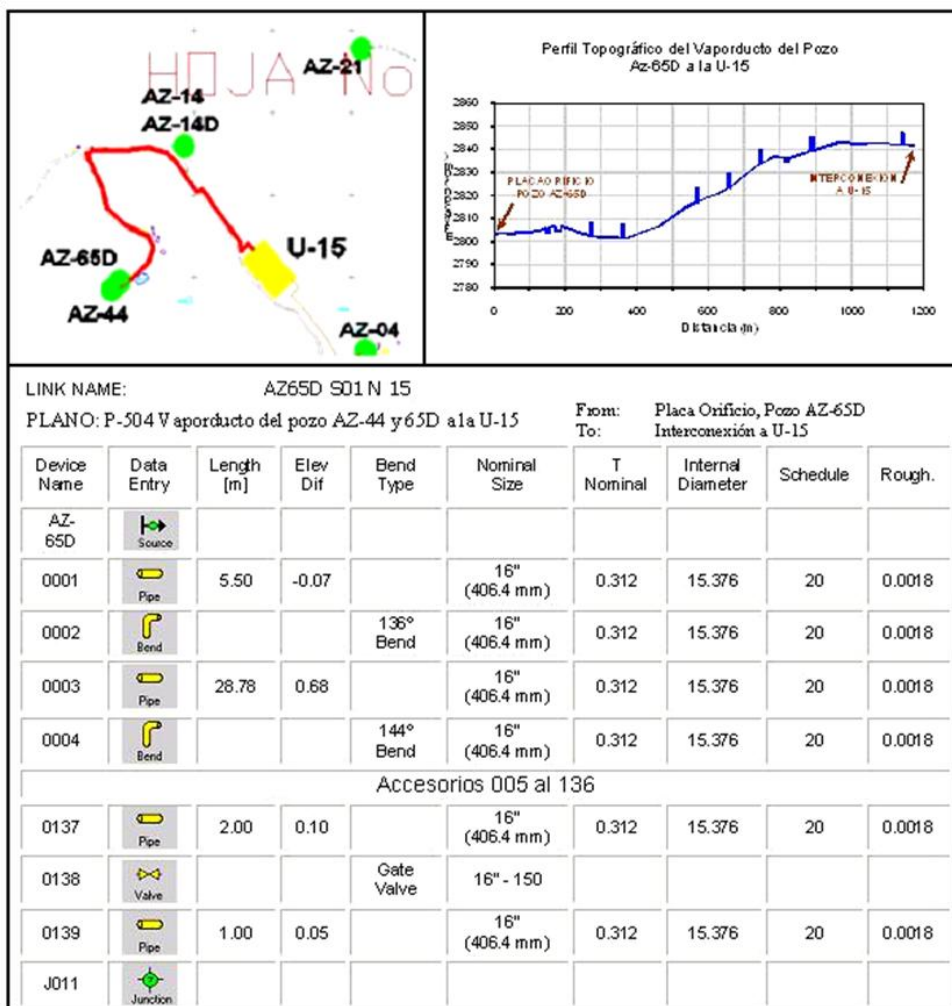


Fig. 2. Ejemplo de formato de documentación del modelo de la red de vaporductos del CGLA.

c) Descripción de los simuladores utilizados

Para la simulación numérica del modelo de red se utilizaron los simuladores de flujo Pipephase v.9.1 (Invensys, 2005a; 2005b) y Sim.Snet (TS&E, 2005), ambos disponibles de manera comercial. Pipephase es

un simulador de flujo multifásico en estado estacionario que permite simular pozos, tuberías y redes de tuberías, tanto para el transporte de hidrocarburos como de agua y vapor. Este simulador cuenta con una interfaz gráfica de usuario que facilita la construcción de modelos y el análisis de resultados, además de contar con un módulo para optimización de flujo. Sim.Snet (Steam Transmission Network Simulator) es un simulador de transporte de vapor que integra pozos, tuberías, yacimientos y plantas generadoras, y calcula presión, temperatura, flujo másico, entalpía, pérdidas de calor y condensado en cada nodo o segmento de tubería. A diferencia de Pipephase, Sim.Snet cuenta únicamente con un módulo de pre-procesamiento que hace uso de una hoja de MS Excel para crear archivos de entrada.

Debido a su capacidad, Pipephase se utilizó en este estudio para facilitar la implementación del modelo de la red de transporte de vapor y el análisis de los resultados de simulación; sin embargo, sólo puede usarse mediante un esquema de renta que resulta muy costoso. Sim.Snet, en cambio, fue adquirido de manera permanente por CFE y, como se describe más adelante, proporciona resultados comparables a los obtenidos con Pipephase, no obstante su formulación de una fase.

d) Selección del método de cálculo de caída de presión

Con el fin de seleccionar el método de cálculo de caída de presión más adecuado para simular la red de vaporductos del CGLA, tomando en cuenta su topografía montañosa, se realizaron mediciones puntuales de presión a lo largo del colector principal de 42" de diámetro que conduce vapor hacia la unidad U-7 de 50 MWe en la Zona Sur del CGLA, utilizando un manómetro calibrado y un transductor de presión.

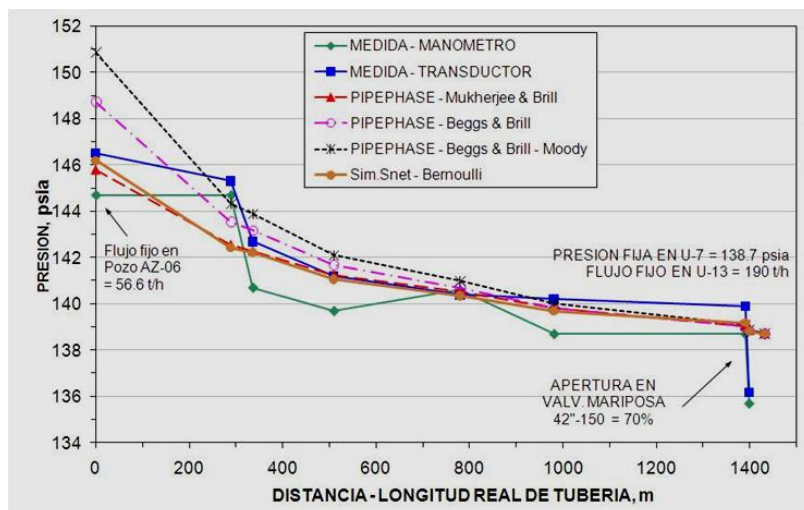


Fig. 3. Ajuste de datos de presión medidos en el Colector Principal de la Zona Sur con tres métodos de cálculo de caída de presión incluidos en el simulador Pipephase.

simuladas con Sim.Snet con las presiones medidas en campo; se observa que el ajuste es equiparable con el obtenido empleando el método de Mukherjee en Pipephase.

e) Simulación de escenarios

Para la validación del modelo de red del CGLA se determinó llevar a cabo la simulación numérica de la operación global de la red de transporte de vapor con el fin de analizar su comportamiento haciendo uso de información operativa correspondiente a una fecha en específico. Como se comentó anteriormente, el modelo de red se constituye por dos sub-modelos, Zona Norte y Zona Sur, razón por la cual las simulaciones se corrieron de manera separada para cada zona.

La Figura 3 muestra una comparación de las presiones simuladas empleando diferentes correlaciones de flujo incluidas en el simulador Pipephase y datos operativos de la fecha en que se efectuaron las mediciones. En la gráfica se observa que el método de Mukherjee (1979) fue el que mejor se ajustó a las presiones medidas en campo, por lo cual esta correlación fue la que se seleccionó para ser utilizada en la simulación de toda la red de transporte de vapor.

En el caso de Sim.Snet, este simulador solamente utiliza la ecuación de Bernoulli para determinar la caída de presión a lo largo de las tuberías. La Figura 3 incluye también la comparación de las presiones

Una vez definido el escenario a simular, se procedió a implementar los modelos de red dentro de los dos simuladores de flujo. Después, con base en los datos de producción disponibles para la fecha a simular, se introdujeron los datos de entrada (condiciones de frontera) en los nodos correspondientes a pozos (fuentes) y puntos de entrega-recepción en plantas (sumideros) y se procedió a “desconectar” aquellos pozos, válvulas, vaporductos o tramos completos de la red que se encontraban fuera de operación de acuerdo a la “conectividad” de la red definida a partir de la información operativa.

Las Figuras 4 y 5 muestran los esquemas de las subredes de las zonas Norte y Sur, respectivamente, tal y como se observan en la interfaz gráfica de usuario del simulador Pipephase. En ambos diagramas se indican (en color gris) tanto los pozos como los vaporductos deshabilitados. De esta manera quedaron definidas subredes más pequeñas dentro de cada zona, las cuales también operaron de forma independiente una de la otra.

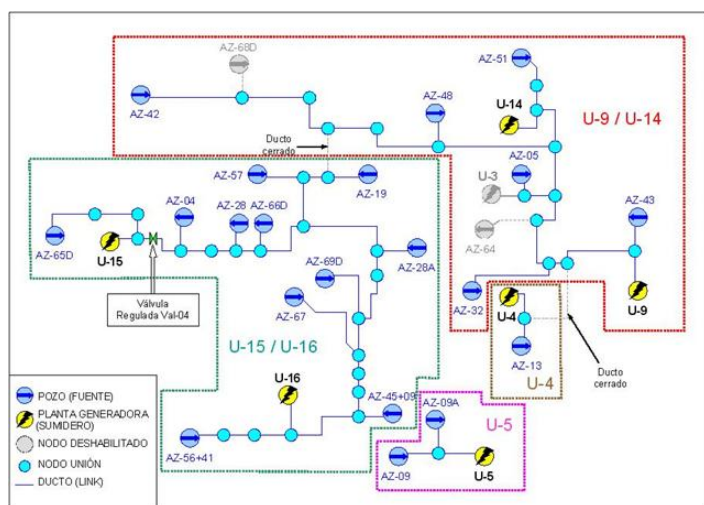


Fig. 4. Diagrama del modelo de red de vaporductos de la Zona Norte del CGLA.

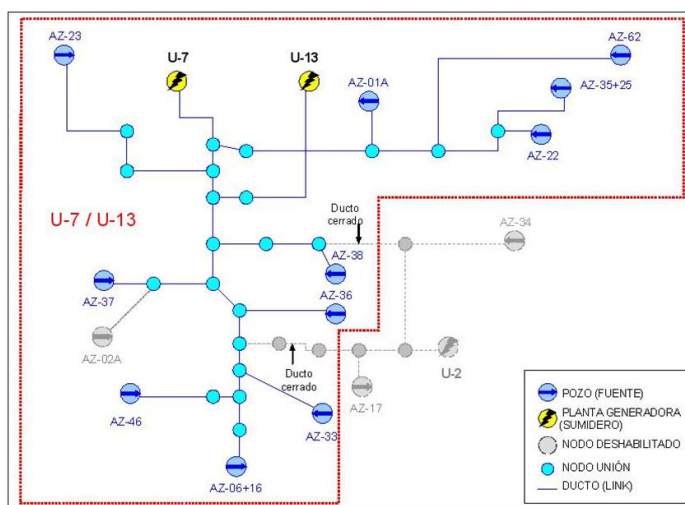


Fig. 5. Diagrama del modelo de red de vaporductos de la Zona Sur del CGLA.

Así, en la Zona Norte quedaron definidas cuatro subredes: la de mayor tamaño transporta vapor a las unidades U-15 y U-16 (ambas de 25 MWe); la segunda envía vapor a las plantas U-14 (25 MWe) y U-9 (5 MWe); una tercera de menor tamaño alimenta a la unidad U-5, y la cuarta, la más pequeña, suministra vapor hacia la planta U-4 (5 MWe).

En la Zona Sur se definió una subred que colecta vapor de la mayoría de los pozos de esta zona y lo envía hacia las unidades U-7 (50 MWe) y U-13 (25 MWe). Otras tres pequeñas subredes que llevan vapor hacia las plantas U-2, U-6 y U-10 (de 5 MWe cada una), respectivamente, no se incluyeron en la simulación (aunque sí en el modelo) por la razón de que en el modelo sus nodos de inicio y final se encuentran separados por una distancia muy corta originando que sus condiciones de frontera sean prácticamente las mismas, lo cual hace irrelevante su cálculo.

Cabe mencionar que este esquema operativo y de conectividad se utilizó para los dos simuladores de flujo empleados, de manera que los resultados de ambos, mismos que se presentan a continuación, pudieran ser comparados.

5. Resultados

Los resultados de la simulación se presentan con relación a los datos operativos de la red de transporte de vapor para la fecha especificada y de manera separada para las dos zonas o redes que constituyen el CGLA. Se describen tanto los obtenidos con el simulador Pipephase como con el simulador Sim.Snet y al final se hace una comparación entre los resultados de ambos códigos.

Zona Norte

En la Figura 6a se presenta una comparación de las presiones medidas y calculadas con el simulador Pipephase para los pozos de la Zona Norte del CGLA. Los resultados concuerdan con los datos medidos con una diferencia relativa promedio de 2.42%, y una desviación estándar de 4.03. En la gráfica se observan dos pozos ligeramente más alejados de la línea de 45° (Az-67 y Az-69D) con diferencias relativas máximas de 10% y 13%, respectivamente. Estos dos pozos se ubican en una zona de “transición” entre un área de pozos con alta presión (180-190 psia) y otra con menor presión (140-150 psia).

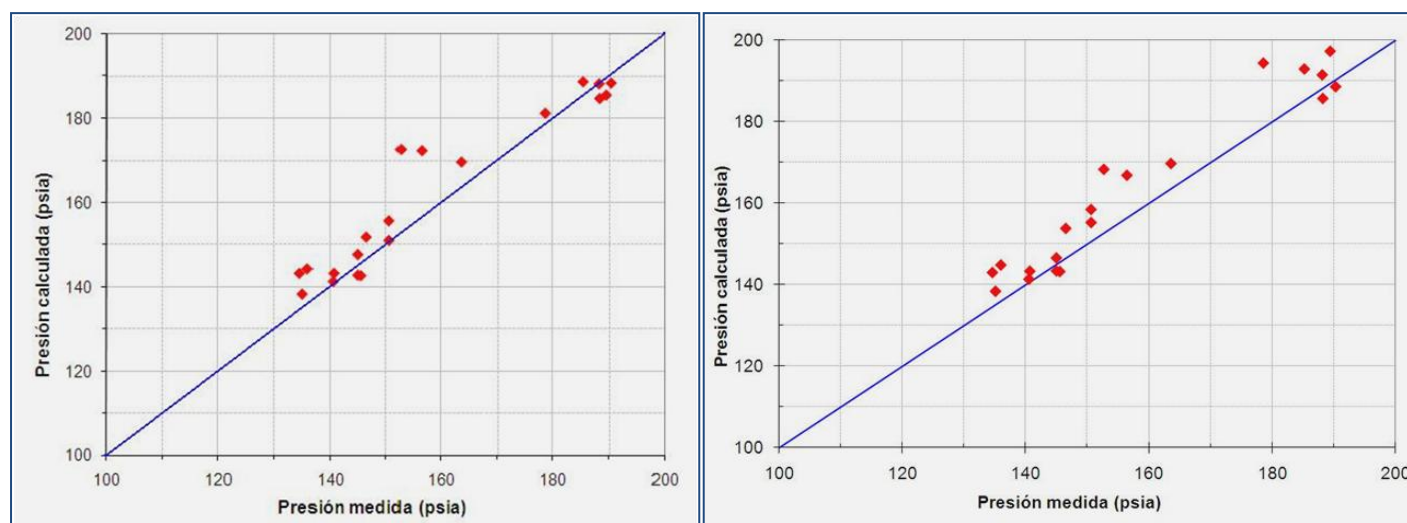


Fig. 6. Comparación de presiones medidas y calculadas en pozos de la Zona Norte del CGLA, con Pipephase (6a: izquierda) y con Sim.Snet (6b: derecha).

La Figura 6b presenta una comparación de las presiones medidas y calculadas con el simulador Sim.Snet en los pozos de la Zona Norte. Los valores calculados se desvían en un 3.31 % en promedio con respecto a los valores medidos, mostrando una desviación estándar de 3.38. Los cálculos que muestran una mayor desviación son para los pozos Az-69D y Az-28A, con diferencias relativas de 10.2 y 8.9%, respectivamente.

Unidad	Gasto medido t/h	Gasto calculado t/h	Diferencia Relativa (%)	Calidad %	Gasto calculado t/h	Diferencia Relativa (%)	Calidad %
		Pipephase			Sim.Snet		
U-4	61.80	67.91	9.88	99.86	67.88	9.84	N.D.
U-5	68.80	69.23	0.63	99.90	68.79	-0.01	N.D.
U-9	68.10	63.80	-6.31	99.78	68.39	0.43	N.D.
U-14	184.00	188.69	2.55	98.50	184.32	0.17	N.D.
U-15	183.00	186.82	2.09	99.66	210.03	14.77	N.D.
U-16	180.00	227.94	26.64	99.17	204.73	13.74	N.D.

Tabla 1. Resultados del cálculo de gasto de vapor en puntos E-R en plantas de la red de la Zona Norte del CGLA.

La Tabla 1 muestra los resultados del cálculo de gastos de vapor para los puntos de entrega-recepción (E-R) en las unidades generadoras de la red de la Zona Norte con ambos simuladores. La diferencia aparentemente grande observada en la planta U-16 para Pipephase puede ser atribuida a que, de acuerdo al balance de masa efectuado con los datos de producción de la fecha simulada, la producción de vapor de los pozos excedió a la requerida en las plantas.

Así, el valor reportado como medido en la Tabla 1 corresponde al gasto nominal de vapor que entró a la turbina de la planta U-16, el cual no incluye el vapor excedente no utilizado para la generación de electricidad. De esta manera, se considera que el gasto real de vapor recibido en el punto E-R de la planta U-16 debió ser más cercano al gasto de vapor calculado por el simulador Pipephase.

Los gastos calculados por Sim.Snet para los puntos E-R de las plantas de la Zona Norte concuerdan mejor que los valores obtenidos por Pipephase con excepción de la unidad U-15, para la cual Sim.Snet calcula un valor 14.77% más alto que el medido. La Tabla 1 no muestra valores de calidad correspondientes a Sim.Snet ya que este simulador no realiza este cálculo.

Zona Sur

La Figura 7a muestra la comparación de las presiones medidas y calculadas para los pozos de la Zona Sur del CGLA con el simulador Pipephase. Para esta zona se tiene una diferencia relativa promedio de 0.80%, con una desviación estándar de 3.62. En la gráfica se puede apreciar también que uno de los pozos (Az-23) presenta una mayor discrepancia con una diferencia relativa del orden de 10%.

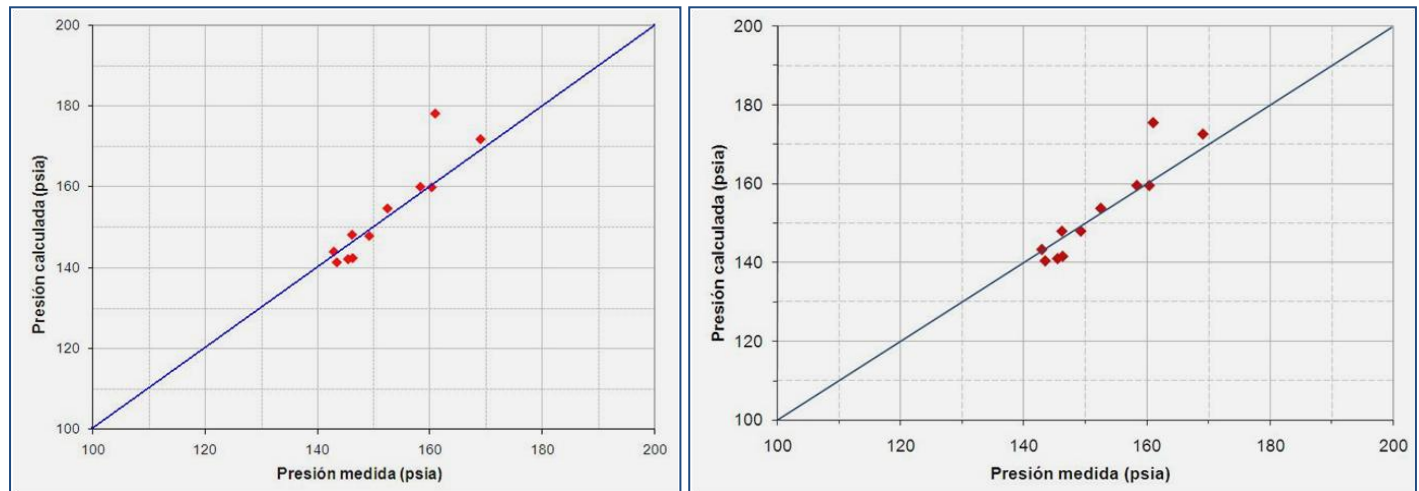


Figura 7. Comparación de presiones medidas y calculadas en pozos de la Zona Sur del CGLA, con Pipephase (7a: arriba) y con Sim.Snet (7b: abajo).

La comparación de las presiones medidas y calculadas con el simulador Sim.Snet para los pozos de la Zona Sur se muestra en la Figura 7b. La diferencia relativa promedio de las presiones calculadas es de 0.39 %, con una desviación estándar de 3.35. En la figura también se puede observar un pozo (nuevamente el Az-23) que presenta una mayor desviación (9%) de su presión simulada con respecto a su valor medido.

La Tabla 2 muestra los resultados del cálculo de gastos de vapor para los puntos de entrega-recepción (E-R) en plantas de la Zona Sur con ambos simuladores. Se presentan resultados únicamente para dos plantas ya que, como se mencionó anteriormente, el tamaño de las subredes correspondientes a las unidades U-2, U-6 y U-10 hace que su simulación sea relativamente trivial. Los resultados de ambos simuladores concuerdan muy bien con los flujos medidos, mostrando Pipephase resultados ligeramente mejores que Sim.Snet.

Unidad	Gasto medido t/h	Gasto calculado t/h	Diferencia Relativa (%)	Calidad %	Gasto calculado	Diferencia Relativa (%)	Calidad %
		Pipephase			Sim.Snet		
U-7	440.00	443.85	0.88	99.69	430.84	-2.08	N.D.
U-13	185.00	187.42	1.31	99.13	191.12	3.31	N.D.

Tabla 2. Resultados del cálculo de gasto de vapor en puntos E-R en plantas de la red de la Zona Sur del CGLA

Discusión

En general, los resultados de los simuladores Pipephase y Sim.Snet concuerdan muy bien con los valores medidos en la Zona Norte. La Figura 8 (izquierda) muestra una comparación gráfica entre las presiones medidas y las calculadas por los simuladores. Se puede observar que ambos simuladores estiman muy bien las presiones con excepción de los pozos Az-69D y Az-67, donde ambos simuladores sobreestiman ligeramente los valores medidos correspondientes. Por otra parte, la Figura 8 (derecha) evidencia que Sim.Snet sobreestima ligeramente, con respecto a Pipephase y a la presión medida, la presión para los pozos Az-28A y Az-57. Las diferencias entre las presiones calculadas por cada simulador se deben muy probablemente a los diferentes modelos matemáticos y numéricos empleados por cada uno de ellos, ya que Sim.Snet es un simulador de una sola fase (vapor) mientras que Pipephase es multifásico.

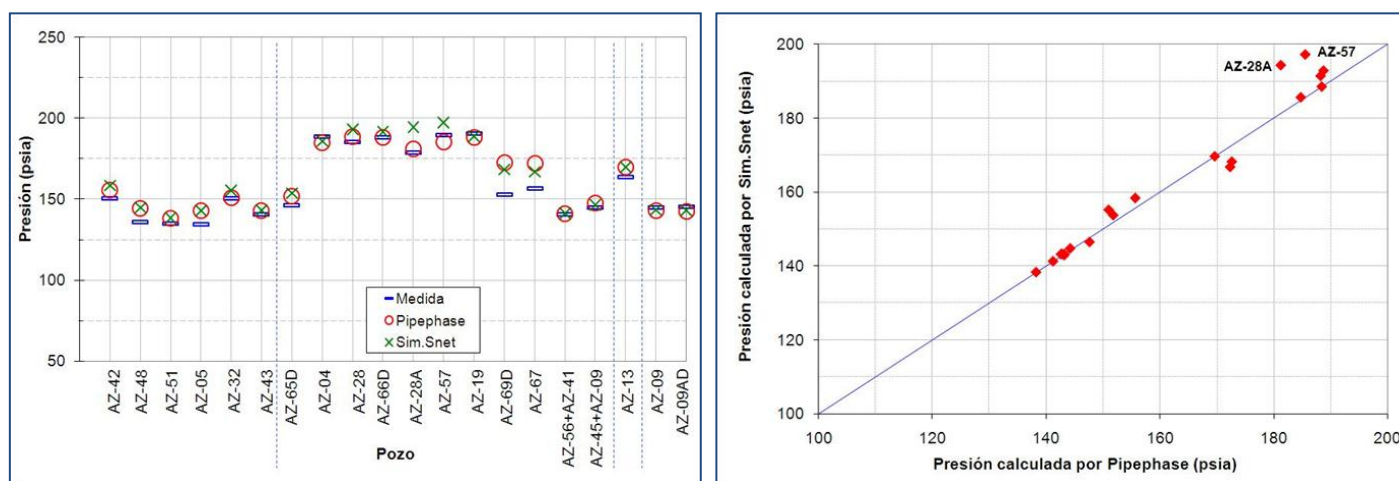


Fig. 8. Presiones medidas y presiones calculadas con los simuladores Pipephase y SimSnet para los pozos de la Zona Norte. Las líneas discontinuas verticales en color azul (izquierda) delimitan las cuatro subredes independientes.

Los flujos medidos en las unidades U-15 y U-16 son similares en magnitud. Sin embargo, sus valores, calculados por cualquiera de los simuladores, difieren en grado variable en tanto la apertura de la válvula Val-4 cambia (Figura 9). La apertura a la cual ambos flujos son iguales es aproximadamente de 15 y 8% para Pipephase y Sim.Snet, respectivamente. Además, las presiones calculadas en los pozos se ajustan mejor a los datos de campo a una apertura de 10% para Pipephase y de 8% para Sim.Snet. Al fijar la apertura de la válvula Val-4 en los valores anteriores para cada simulador, el flujo en las plantas de la Zona Norte fue obtenido por ambos simuladores como lo muestra la Figura 10. Ambos simuladores concuerdan muy bien entre sus predicciones y con los flujos medidos en plantas, con excepción de las unidades U-15 y U-16, como ya se mencionó anteriormente.

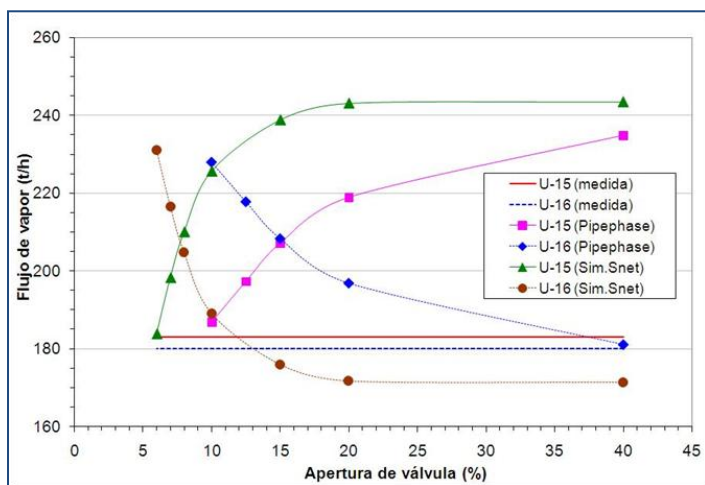


Fig. 9. Variación de la producción de vapor medida y calculada con ambos simuladores, en las unidades U-15 y U-16 en función de la apertura de la válvula Val-4.

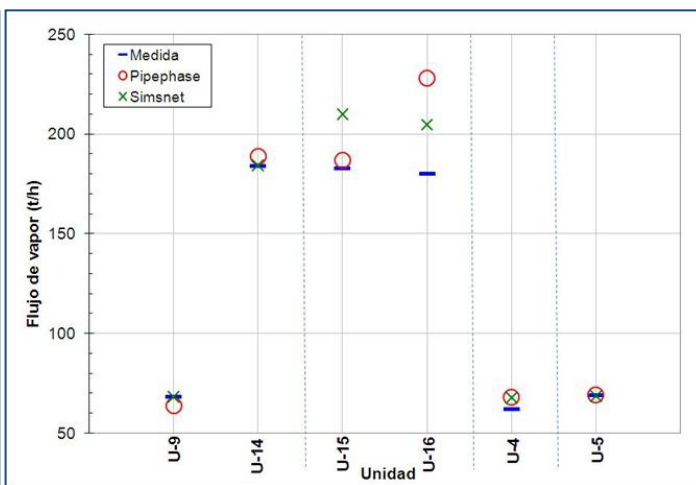


Fig. 10. Comparación de flujos medidos y calculados con Pipephase y Sim.Snet en la Zona Norte. Los guiones verticales azules delimitan las subredes independientes.

La Figura 11 muestra una comparación entre presiones medidas y calculadas por Pipephase y Sim.Snet para los pozos de la Zona Sur. Se puede observar que los valores arrojados por cada simulador concuerdan muy bien con su correspondiente presión medida; solamente en el pozo AZ-23, ambos simuladores sobre predicen su presión. De igual manera, los flujos calculados por los simuladores en los puntos E-R en las plantas de la Zona Sur concuerdan muy bien con los valores medidos, como se muestra en la Tabla 3.

Unidad	Flujo medido (t/h)	Flujo calculado (t/h)	
		Pipephase	Sim.Snet
U-7	440	443.85	430.84
U-13	185	187.42	191.12

Tabla 3. Flujos de vapor medidos y calculados (con Pipephase y Sim.Snet) para las plantas de la Zona Sur del CGLA.

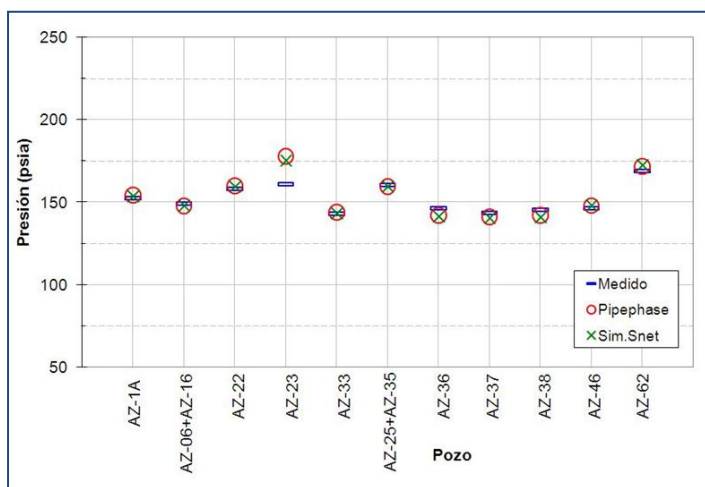


Fig. 11. Comparación de presiones medidas y calculadas por Pipephase y Sim.Snet para los pozos de la Zona Sur.

6. Conclusiones

Un modelo hidráulico de la red de transporte de vapor del campo geotérmico Los Azufres fue desarrollado y documentado con alto grado de detalle. El modelo incluye un total de 44 pozos, de los cuales 41 son pozos productores integrados, 12 unidades generadoras de diferentes capacidades y 28 km de ductos, agrupados en las dos zonas en que geográfica y operativamente se divide el campo.

El modelo hidráulico fue validado mediante simulaciones numéricas correspondientes a la operación de la red para un día específico, empleando los simuladores de flujo comerciales Pipephase y Sim.Snet, y efectuando una comparación de los valores calculados con los

valores operativos medidos en diferentes puntos (pozos y puntos E-R en plantas generadoras) de la red de transporte de vapor. En general, las diferencias relativas promedio entre valores medidos y simulados, tanto de presión en pozos como del cálculo de gastos de vapor en puntos E-R en planta, son menores al $\pm 5\%$ para ambos simuladores, mientras que el cálculo de la calidad del vapor entregado a plantas es de 98.5% o mayor. Las presiones calculadas en los pozos Az-67 y Az-69D en la Zona Norte, y en el pozo Az-23 en la Zona Sur, presentaron las mayores diferencias relativas, del orden de 10%, con respecto a los valores medidos, y representan casos particulares cuyos datos operacionales requieren estudiarse con mayor detalle. En los casos que presentaron las mayores diferencias entre valores medidos y simulados de gasto de vapor en puntos E-R en planta (U-16, U-15 y U-4), éstas se atribuyen a que no se dispuso de datos medidos lo suficientemente precisos para la fecha a simular.

En general, los resultados de simulación obtenidos por Pipehase y Sim.Snet concuerdan muy bien entre ellos. Existen diferencias relativamente pequeñas entre las presiones calculadas en pozos o flujos de vapor calculados en puntos E-R en planta, debidas muy probablemente a consecuencia de los diferentes modelos matemáticos y numéricos empleados por cada simulador. De este modo, este trabajo permite concluir que el modelo hidráulico de la red de transporte de vapor del CGLA es una herramienta adecuada para estudiar el comportamiento de la red mediante la cuantificación de las caídas de presión, flujos y pérdidas de calor a través de cada uno de los componentes del sistema de transporte de vapor desde los pozos productores hasta las plantas generadoras, y que el simulador de flujo de vapor Sim.Snet puede utilizarse de manera confiable en la simulación de diferentes escenarios operativos del modelo de la red, ya sea actuales o contemplados a futuro.

El modelo desarrollado permite analizar el impacto de cambios en las condiciones de operación de la red, variaciones en la producción de vapor, actividades de mantenimiento y cambios en el diseño, así como la integración de nuevos pozos y vaporductos. Aun cuando el modelo no toma ninguna decisión sobre cómo operar la red o sus componentes, sus resultados permiten apoyar o sustentar la adopción de medidas destinadas a mejorar su operación y proporcionan al personal operativo mayores elementos para la planeación y toma de decisiones.

Agradecimientos

Se agradece a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad por su autorización para la publicación de este trabajo.

Referencias

- Bettagli, N., and G. Bidini, 1996. Energy analysis of the transportation network and of the electric power plants. *Geothermics*, Vol, 25, pp. 3-16.
- Cruickshank, C., E. Ordóñez, y G. Castillo G, 1990. Modelo matemático de la red de vaporductos de la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto. UNAM, Informe del proyecto 9361. Inédito.
- Di Maria, F., 2000. Design and off design pipe network geothermal power plant analysis with power pipe Simulator. *Energy Conversion and Management*, Vol. 41, pp. 1223-1235.
- García, A., J.I. Martínez, A.F. Hernández, M. Ceceñas, R. Ovando, and E. Salaices, 2006. Numerical simulation of the Cerro Prieto steam pipeline network. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 30, September 10-13, 2006.

- García, A., J.I. Martínez, A.F. Hernández, M. Ceceñas, R. Ovando, E. Salaices, I. Canchola, O. Mora, S. Gutiérrez, C. Miranda, M. Hernández y S. López, 2007a. Simulación numérica de la red de vaporductos del campo geotérmico de Cerro Prieto, B.C. *Geotermia*, Vol. 20, No.2, pp. 2-7.
- García-Gutiérrez, A., J. Martínez-Estrella, A. Hernández-Ochoa, M. Ceceñas-Falcón, R. Ovando-Castelar, I. Canchola-Félix, O. Mora-Pérez, C. Miranda-Herrera, S. Gutiérrez-Espericueta, M. Hernández-García, y S. López-Bonilla, 2007b. Simulación numérica de flujo de vapor en la red del campo geotérmico de Cerro Prieto. *IEEE 5º Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico*, Cuernavaca, Morelos, México. 10-12 Octubre, 2007.
- Huang, Y., and D.H. Freeston, 1992. Non-linear modeling of a geothermal steam pipe network. *14th New Zealand Geothermal Workshop Transactions*, pp. 105-110.
- Huang, Y., and D.H. Freeston, 1993. Geothermal pipe network simulation sensitivity to pipe roughness. *15th New Zealand Geothermal Workshop Transactions*, pp.253-258.
- Invensys SIMSCI-ESSCOR, 2005a. PIPEPHASE 9.1. User's Guide. United States of America. June 2005.
- Invensys SIMSCI-ESSCOR, 2005b. PIPEPHASE 9.1. Keyword Manual, in PIPEPHASE 9.1 On-line help. United States of America, June 2005.
- Marconcini, R. and G. Neri, 1979. Numerical simulation of a steam pipeline network. *Geothermics*, Vol. 7, pp. 17- 27.
- Mukherjee, H.K., 1979. An experimental study of inclined two-phase flow. Ph.D. Thesis, University of Tulsa, Oklahoma, USA. Inédito.
- Peña, J.M., 1986. Energy losses in horizontal steam lines. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 10, pp. 347-252.
- Peña, J.M. y H. Campbell, 1988. Evaluación de las pérdidas de calor en líneas de vapor geotérmico. *Memorias del 3er. Congreso Latinoamericano de Transferencia de Calor y Materia*, Guanajuato, Gto., 4-7 Julio, 1988, pp. 53-64.
- Technical Software and Engineering (TS&E), 2005. User's Manual for Steam Transmission Network Simulator (Sim.Snet) version 1.0, United States of America, June 2005.