

## Recuperación de energía usando turboexpansores en pozos productores y redes de transporte de vapor con altas presiones

Alfonso García-Gutiérrez<sup>1</sup>, Juan. I. Martínez-Estrella<sup>1</sup>, Rosember Ovando-Castelar<sup>1</sup>, Ismael Canchola-Félix<sup>2</sup>, Sergio Gutiérrez-Espericueta<sup>2</sup>, Abelardo Vázquez-Sandoval<sup>3</sup> y César Rosales-López<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Investigaciones Eléctricas, Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Mor., México 62490.

<sup>2</sup>Comisión Federal de Electricidad, Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Mexicali, BC, México, CP 21700. <sup>3</sup>Comisión Federal de Electricidad, Campo Geotérmico de Los Humeros, Carretera Perote-Los

Humeros, Puebla, México, CP 91270. Correo: [agarcia@ie.org.mx](mailto:agarcia@ie.org.mx)

### Resumen

En este trabajo se discute el potencial que ofrecen los turboexpansores para recuperar energía aprovechando las altas presiones que presentan algunos pozos productores y las redes de transporte de vapor de dos campos geotérmicos. Las pérdidas de la alta presión disponible incluyen la pérdida de presión en la placa de orificio en el cabezal de los pozos productores, los cuales reducen la presión de cabezal a una presión adecuada para separación y transporte de vapor, y la pérdidas de presión que ocurren en algunas válvulas de regulación de algunas de las redes de transporte de vapor. Se analizaron tres casos. Dos de éstos corresponden, uno al Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP), y otro al Campo Geotérmico de Los Humeros (CGLH), e incluyen el uso de un sistema de separador de vapor-turboexpansor de muy alta presión para aprovechar la caída de presión que normalmente ocurre en la placa de orificio de integración y generar electricidad adicional. Los resultados muestran un potencial de recuperación de energía y un aumento en la capacidad instalada de 20.7 MWe en el CGCP y de 10.6 MWe en el CGLH. El otro caso implica la sustitución de las válvulas de regulación localizadas cerca de la entrada del área de Cerro Prieto 4 (CP4) para aprovechar la caída de presión y el alto flujo de vapor a través de estas válvulas. Los resultados del análisis de este caso muestran un potencial de recuperación de 6.3 MWe. Como ventaja adicional, no se requiere extraer masa ni energía adicional de los yacimientos geotérmicos ni se generaría contaminación extra por la implementación de estas alternativas.

*Palabras clave:* Pozos productores, redes de transporte de vapor, recuperación de energía, turboexpansores, Cerro Prieto, Los Humeros.

### 1. Introducción

En algunos sistemas de transporte de vapor existen altas presiones que no son aprovechadas por lo que se pierde una cantidad importante de la energía extraída del yacimiento. Tales pérdidas ocurren, por ejemplo, en los orificios de producción o integración de pozos geotérmicos que reducen la presión de cabezal hasta la presión de separación de vapor o de transporte de la mezcla bifásica. Las presiones de cabezal alcanzan valores entre 300 y 1000 psig mientras que las presiones de separación son del orden de 150 a 250 psig, por lo que las caídas de presión son altas y la energía de flujo se pierde. Otro caso de altas pérdidas de presión ocurre cuando la presión del vapor antes de su entrega a la planta es demasiado alta y, por tanto, debe reducirse para ajustarse a la presión de entrada a turbinas.

Sin embargo, existen alternativas para aprovechar esas altas presiones de manera que se mejore el aprovechamiento de la energía extraída y se genere electricidad adicional sin que se requiera extraer masa o energía adicional del yacimiento, y sin provocar ningún tipo de contaminación. Una alternativa

consiste en el uso de sistemas de separadores y turboexpansores en el cabezal de pozos con presiones muy altas para separar y expandir vapor desde altas presiones hasta un valor adecuado para la separación y transporte de vapor o mezcla que normalmente se hace en un campo. Otra alternativa consiste en remplazar las válvulas o equipo reductor de presión por turboexpansores cuando el flujo de vapor y la caída de presión antes de la entrada a la planta son muy altos, con el fin de recuperar energía y generar electricidad adicional.

Un turboexpansor, turbo-expansor o turbina de expansión, es una turbina de flujo centrífugo o axial en la cual se expande un gas de alta presión para producir trabajo el cual a menudo se usa para mover un compresor. Un turboexpansor es también una turbina de flujo radial o centrífugo que es capaz de extraer eficientemente la energía de un gas de alta presión que está siendo expandido en él (LAT, 2013). Existen tres combinaciones básicas de la unidad de expansión: (a) Expansor-Compresor; (b) Expansor-Generador, y (c) Expansor-Freno. A su vez, el arreglo (b) expansor-generador puede encontrarse en tres configuraciones: (a) Expansor-Transmisión-Generador; (b) Expansor-Generador, y (c) Expansor-Generador de Alta Velocidad. La Figura 1 muestra diagramas esquemáticos de un Expansor-Compresor y de un Expansor-Generador, mientras que la Figura 2 muestra diversas vistas de turboexpansores.

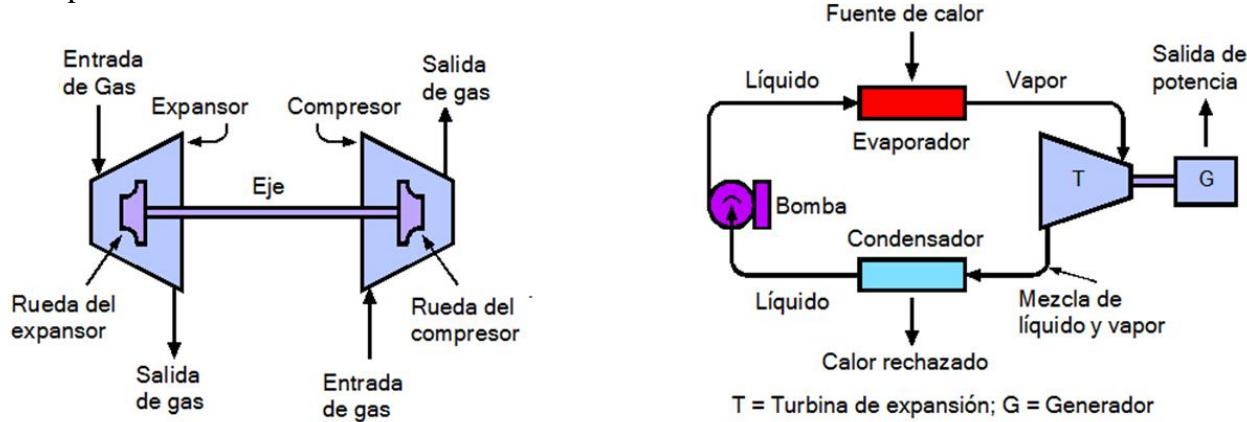


Figura 1. Diagrama esquemático de un expansor-compresor (izquierda) y de un expansor-generador (derecha).

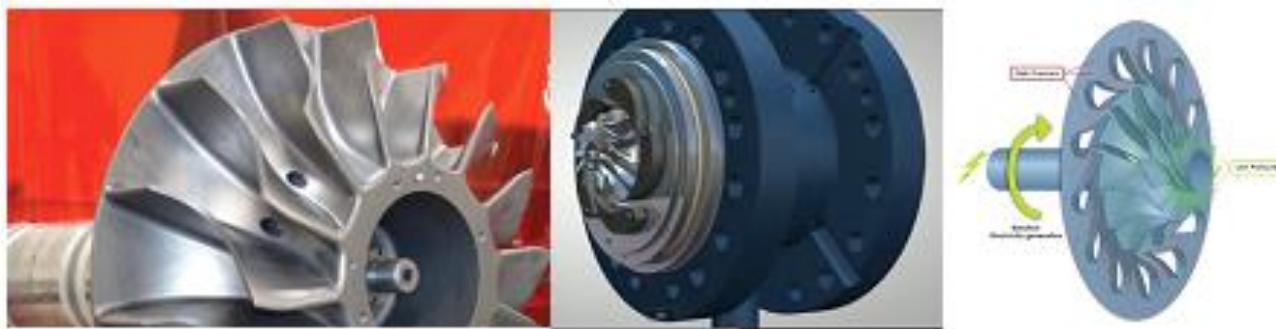


Figura 2. Vistas de turboexpansores (ver p. ej., LAT, 2013; Cryostar, 2013).

Los turboexpansores son unidades compactas de alta eficiencia y velocidad de rotación, útiles para recuperar energía de una corriente de gas de alta presión y su costo es típicamente menor que las

turbinas de vapor (Cryostar, 2013; LAT, 2013). Sus aplicaciones típicas incluyen: (a) Refrigeración criogénica de gas natural para extracción de hidrocarburos u oxígeno del aire; (b) Separación de aire en plantas de acero o vidrio; (c) Recuperación de energía en la industria petroquímica y caídas de presión en tuberías de gas, y (d) Generación de electricidad con energía geotérmica o en ciclos (LAT, 2013; OC Turboexpanders, 2013). Los turboexpansores se encuentran en tamaños desde unos cuantos kW hasta unos 10 MW en plantas de ciclo binario, y hasta 18-20 MW para generación con vapor de agua.

En aplicaciones geotérmicas, los turboexpansores se han usado en Mammoth Pacific y Steamboat, Nevada, empleando el proceso del ciclo binario. En Salton Sea, EUA, se han usado turboexpansores para la expansión directa del vapor geotérmico (LAT, 2013). El complejo de Mammoth tiene ocho turboexpansores de flujo radial con una capacidad de generación de 20 MWe (Buchanan and Nickerson, 2011), mientras que las plantas geotérmicas 2 y 3 de Steamboat, que son propiedad de y operadas por Ormat Nevada, Inc., incluyen cuatro turboexpansores de flujo radial cuya capacidad nominal es de 11.31 MWe por unidad (Buchanan, et al., 2009). Plantas geotérmicas de ciclo binario equipadas con turboexpansores de flujo radial también han sido operadas en Francia y Alemania (Cryostar, 2013). Por su parte, Marcuccilli y Thiolet (2009) abordan el tema de la optimización de ciclos binarios con turbinas de flujo radial. Hirsch (2009) también discute los turboexpansores “binarios”.

Este trabajo presenta una discusión sobre el potencial de recuperación de energía y generación de electricidad usando turboexpansores en los campos geotérmicos mexicanos de Cerro Prieto y Los Humeros, aprovechando las altas caídas de presión que ocurren en las placas de orificio de producción que integran los pozos productores a la red de transporte de los fluidos producidos, y las caídas de presión en las válvulas de regulación a la entrada del área de Cerro Prieto 4 (CP4).

## **2. Recuperación de energía usando turboexpansores en el CGCP**

Se presentan dos casos para este campo: uno sobre la recuperación de energía en el cabezal de tres grupos de pozos con presiones de cabezal de 600 psig o mayores, que se reducen actualmente a unas 200-230 psig para separar el vapor, y otro sobre la sustitución de las válvulas de regulación de presión por turboexpansores, antes de la entrada de las unidades generadoras de CP4 para aprovechar la caída de presión en dichas válvulas.

### **2.1 Descripción de la red de transporte de vapor**

El CGCP tiene una capacidad instalada de 720 MWe y comprende cuatro áreas, Cerro Prieto 1 (CP1) a Cerro Prieto 4 (CP4), y 13 unidades generadoras de tipo condensante, alimentadas por vapor separado. En la fecha del estudio (2010), el vapor era producido por 165 pozos integrados y transportado a las unidades generadoras a través de una red de vaporductos de más de 120 km de longitud y diámetro variable entre 10 y 46". García-Gutiérrez et al. (2012a) describen en más detalle esta red.

### **2.2 Recuperación de energía en pozos con presiones de cabezal mayores de 600 psig**

Las presiones de cabezal de algunos pozos del CGCP varían entre 600 y 1000 psig. Estas presiones se reducen en las placas de orificio de los cabezales hasta la presión de separación primaria, que es de unas 200-230 psig. Los separadores secundarios proporcionan vapor de unas 60-70 psig. Ambos flujos de vapor, de alta y de baja presión, fluyen por sus respectivas redes hacia las unidades generadoras. La

Figura 3(a) muestra el arreglo usado para separación de vapor. Con el fin de aprovechar la presión disponible en el cabezal, se propone (García-Gutiérrez et al., 2012a) agregar un sistema de separador-turboexpansor a aquellos pozos con presiones de cabezal mayores de 600 psig, tal y como se muestra en la Figura 3(b).

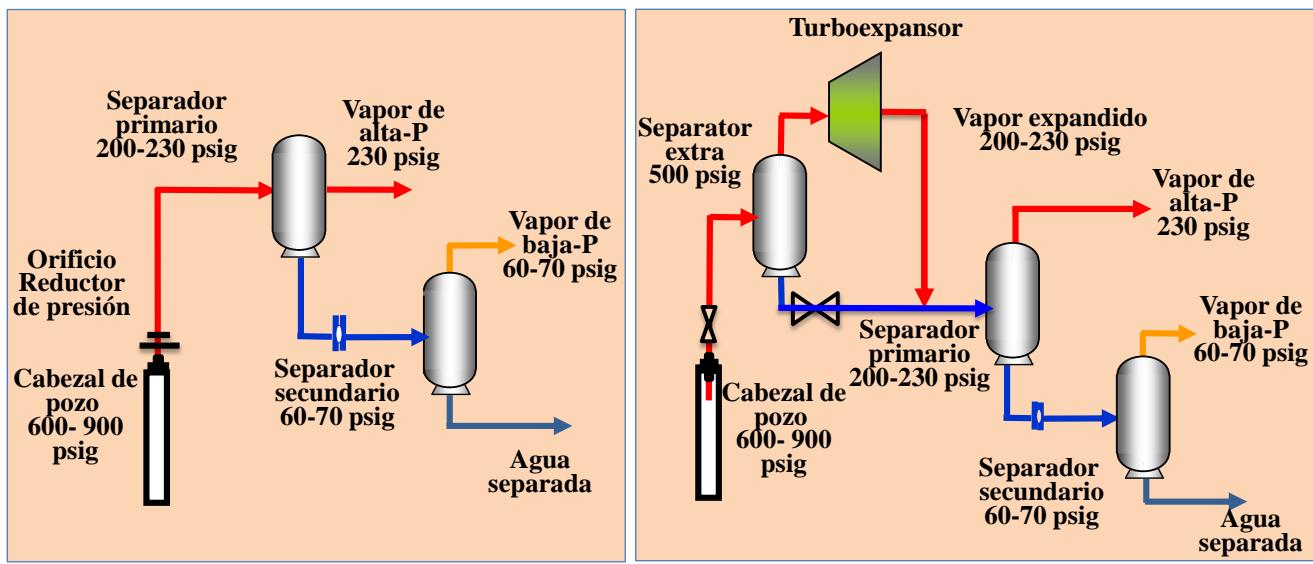


Figura 3. (a) Esquema actual de separación de vapor en el CGCP. (b) Esquema propuesto usando un sistema de separación de vapor y turboexpansor de muy alta presión.

En el campo se encontraron diez pozos con presiones de cabezal mayores de 600 psig: dos grupos de tres pozos cada uno de CP2 y un grupo de cuatro pozos de CP4. Este agrupamiento se hizo con base en su localización en el campo y para hacer un uso óptimo de las instalaciones existentes. Con fines prácticos, se supuso una presión del vapor a la entrada del turboexpansor de 500 psig (para incluir cierta declinación de la presión con el tiempo) y una expansión hasta 230 psig, de manera que el fluido resultante pudiera ser separado nuevamente a la presión actual de separación primaria de 200-230 psig [ver Figura 3(a)]. La potencia obtenible de estos pozos se calculó de la ecuación estándar  $P = \dot{m}_s \eta_t (h_1 - h_{2s})$  empleando el flujo estimado de vapor separado  $\dot{m}_s$ , la entalpía de vapor a la presión de entrada al turboexpansor  $h_1$ , la entalpía de vapor después de la expansión  $h_{2s}$ , y la eficiencia isoentrópica del turboexpansor  $\eta_t$ . La Tabla 1 muestra las características de los pozos y los datos operacionales para la separación primaria y secundaria de vapor. Esta tabla presenta también que la potencia estimada para cada grupo de pozos es de 6.4, 6.3 and 8.0 MWe, respectivamente, dando un total de 20.7 MWe.

### 2.3 Recuperación de energía mediante la sustitución de las válvulas de regulación antes de la entrada a las unidades de CP4 por turboexpansores

Las cuatro unidades generadoras de CP4 son alimentadas con 800 ton/h de vapor a 145 psi en el punto de entrega-recepción. Sin embargo, justo antes de este punto existen cuatro válvulas reguladoras que reciben el vapor a unas 180 psig y reducen su presión hasta unas 150 psig. La Figura 4 muestra un esquema del arreglo actual.

Grupo	Pozo	$P_C$ (psig)	$T_C$ (°C)	$m_C$ (t/h)	$X_C$	$P_{SP}$ (psig)	$X_{SP}$	$P_{SS}$ (psig)	$X_{SS}$	Potencia Neta. MWe
CPD-1	235-D	700	299.02	66.5	0.79	190	0.83			6.4
	228-D	680	297.25	105.1	0.49	200	0.57	56.00	0.10	
	234-D	820	308.86	116.1	0.69	210	0.74	56.00	0.10	
CPD-2	237-D	640	293.61	69.1	0.83	193	0.86			6.3
	E-56	680	297.25	87.1	0.78	187	0.82			
	M-200	655	295.00	110.0	0.53	200	0.60	60.00	0.09	
CPC	415	632	292.86	120.6	0.31	190.00	0.41	63.00	0.09	8.0
	423	723	301.00	69.0	0.96	188.00	0.97			
	431-D	643	293.89	67.5	0.88	190.00	0.91			
	440-D	705	299.45	82.7	0.82	190.00	0.85			
TOTAL										20.7

Tabla 1. Características de los pozos con presiones de cabezal mayores a 600 psig y potencia estimada para cada grupo de pozos.

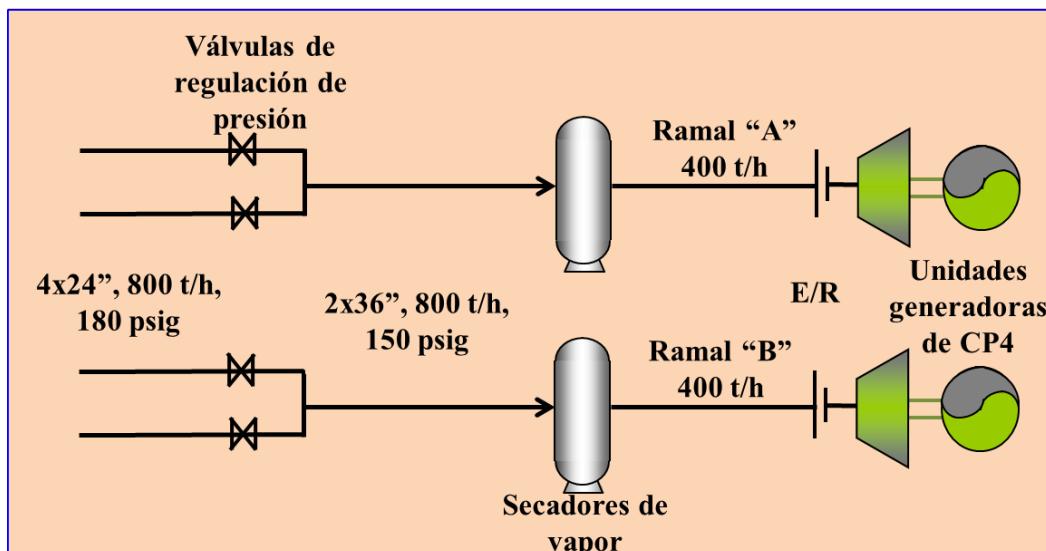


Figura 4. Arreglo actual del suministro de vapor a las unidades generadoras de CP4.

El presente estudio evalúa la sustitución de las válvulas reguladoras por turboexpansores y en la estimación de la potencia que podría recuperarse. La potencia neta toma en cuenta el vapor condensado después de la expansión en el turboexpansor y el consumo específico de vapor de las unidades de generación actuales. La Figura 5 muestra el arreglo propuesto (García-Gutiérrez et al., 2012a), y los resultados del análisis se muestran en la Tabla 2, en la que se observa que la potencia adicional bruta es de 6.3 MWe y la potencia neta es de 5.2 MWe.

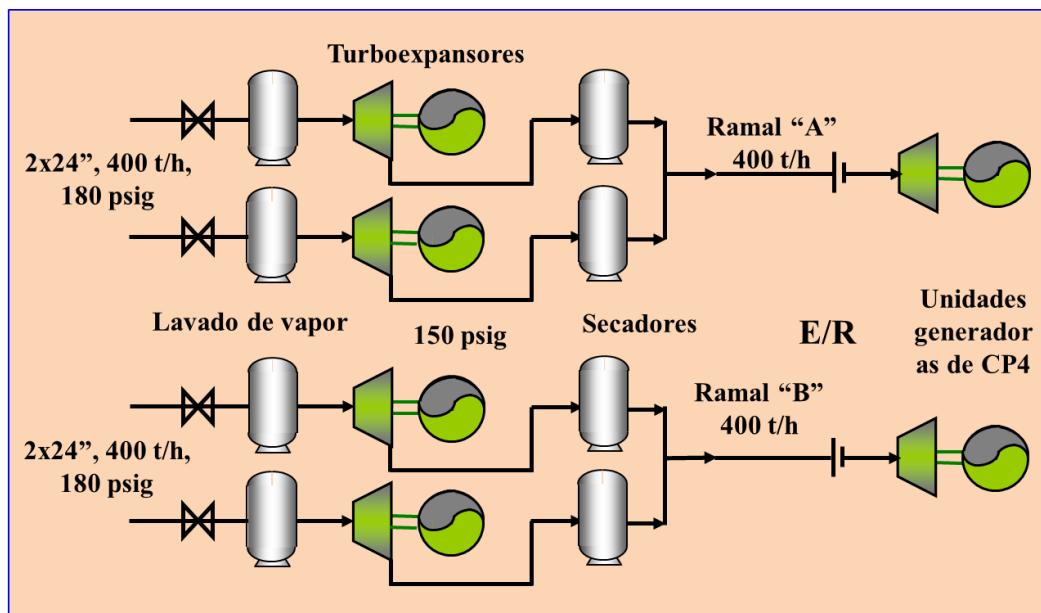


Figura 5. Esquema propuesto para el uso de turboexpansores a la entrada de CP4

Flujo de vapor, t/h	Presión aguas arriba, psig	Presión aguas abajo, psig	Eficiencia isoentrópica, %	Calidad de vapor después de expansión, %	Agua condensada, t/h	Potencia, MWe	
						Bruta	Neta
800	180	130	87	99	8.0	<b>6.3</b>	<b>5.2</b>

Tabla 2. Potencia bruta y neta estimada al sustituir las válvulas reguladoras por turboexpansores a la entrada de CP4.

### 3. Recuperación de energía usando turboexpansores en el CGLH

Para el campo de Los Humeros se presenta un caso de estudio de recuperación de energía en el cabezal de seis pozos. Estos tienen presiones de cabezal mayores de 285 psig y son actualmente reducidas a la presión de línea para transporte de la mezcla de agua y vapor a los separadores individuales de cada unidad generadora (García-Gutiérrez et al., 2012b).

#### 3.1 Descripción de la red de transporte de fluidos del CGLH

En 2012, el CGLH tenía una capacidad instalada de 40 MWe a base de ocho unidades a contrapresión de 5 MWe cada una. Dos unidades a condensación de 25 MWe cada una se encontraban en construcción. Las unidades de contrapresión se alimentaban con vapor producido por 22 pozos integrados (Vázquez-Sandoval, 2011). Cada unidad recibía normalmente una mezcla de agua y vapor transportada por una red de recolección de fluidos, y el vapor era separado justo antes de entrar a cada unidad generadora. La red de transporte de fluidos tiene unos 20.3 km de longitud total y los diámetros de tubería varían entre 8" y 30". La red se orienta en dirección sur-norte y se divide en tres zonas: Sur, Centro y Norte. Las tres zonas están interconectadas por un ducto de 24" de diámetro y 7 km de longitud. En la Zona

Sur se localizan dos unidades generadoras (U-3 y U-8) y 5 pozos, mientras que en la Zona Centro se localiza una unidad generadora (U-2) y dos pozos. Ambas zonas están conectadas por la interconexión Sur-Centro de 24" de diámetro, la cual transporta fluido de la Zona Sur a la Zona Centro. En la Zona Norte hay cinco unidades generadoras (U-1, U-4, U-5, U-6 y U-7) y 14 pozos. La interconexión Sur-Centro de 24" de diámetro se une a la interconexión Centro-Norte, también de 24" de diámetro, de manera que el ducto de 24" de diámetro conecta las tres zonas. El flujo en la red de transporte de mezcla se controla mediante válvulas de compuerta y mariposa, y el flujo de vapor hacia las turbinas se controla desde el cuarto de control de cada unidad.

### 3.2 Recuperación de energía en pozos con presiones de cabezal mayores de 285 psig

Para este análisis se consideraron los pozos con presiones de cabezal mayores de 285 psig. También se asumió una declinación de la presión de cabezal del 1% anual durante cinco años, aunque en la realidad la presión de cabezal ha sido muy estable en los últimos años. Se encontraron seis pozos con presiones de más de 285 psig. La Tabla 3 presenta los datos de estos pozos y la potencia estimada para cada uno expandiendo el vapor separado desde su presión de cabezal, menos la declinación anual mencionada, (tercera columna de la tabla) hasta la presión actual de línea de cada pozo (ver Figura 6). Se estimó que la potencia total obtenible de los pozos en forma individual es de 10.4 MWe.

Pozo	Presión de cabezal, psig		Flujo de agua y vapor, t/h	Calidad del vapor, fracción	Vapor separado, t/h	Presión de línea, psig	Potencia, MWe
	Promedio 2 años	Con declinación en 5 años					
H-06	541	515	55.24	0.894	49.38	197	2.09
H-09	285	270	53.29	0.928	49.44	145	1.34
H-12	451	430	63.43	0.921	58.39	152	2.64
H-35	424	400	32.25	0.921	29.71	195	0.94
H-32	595	570	38.84	0.918	35.65	216	1.52
H-20	436	415	42.19	0.920	38.84	138	1.84
<b>TOTAL</b>		<b>285.24</b>			<b>261.39</b>		<b>10.37</b>

Tabla 3. Características de los pozos del CGLH con presiones de cabezal mayores 285 psig y potencia estimada para cada pozo.

Un hecho que debe ser tomado en cuenta es la amplia dispersión de los pozos en el campo de Los Humeros. La Figura 7 muestra que los pozos H-12 y H-06 se localizan en la Zona Sur, separados unos 600 m; los pozos H-09 y H-35 están en la parte occidental de la Zona Norte, separados unos 500 m, y los pozos H-20 y H-32 están en la parte oriental de la Zona Norte, separados unos 900 m. Estas distancias están en línea recta.

A partir de lo que se observa en la Figura 7, se propone formar tres grupos de dos pozos cada uno. El flujo de la mezcla de agua y vapor puede ser enviado a un separador y el vapor puede ser expandido en un turboexpansor. El separador puede ser operado a la menor presión de cabezal de los dos pozos en cada grupo y la presión de salida del turboexpansor puede ser igual a la presión de línea de cada grupo de pozos. La Figura 8 muestra el arreglo propuesto para el grupo formado por los pozos H-06 y H-12.

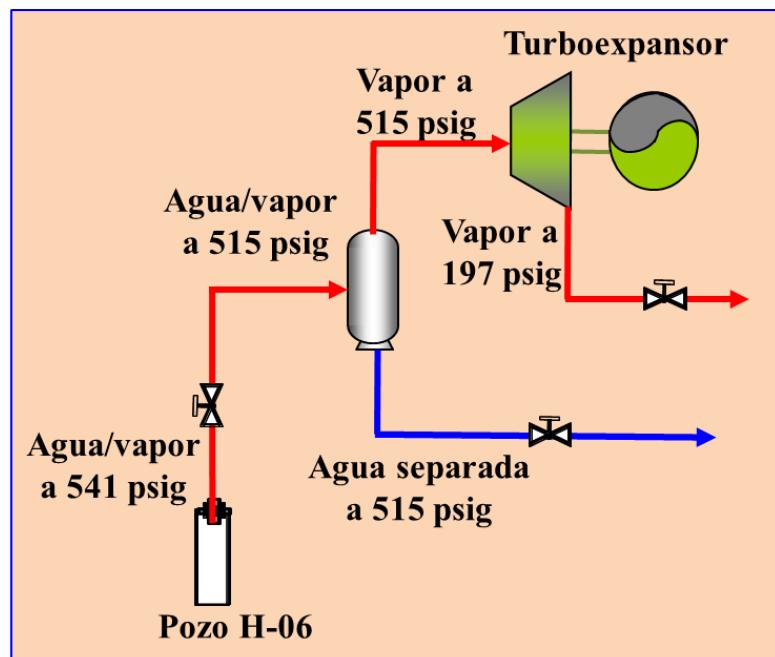


Figura 6. Esquema propuesto para recuperación de energía y generación de electricidad usando un sistema de separador-turboexpansor en el pozo H-06.

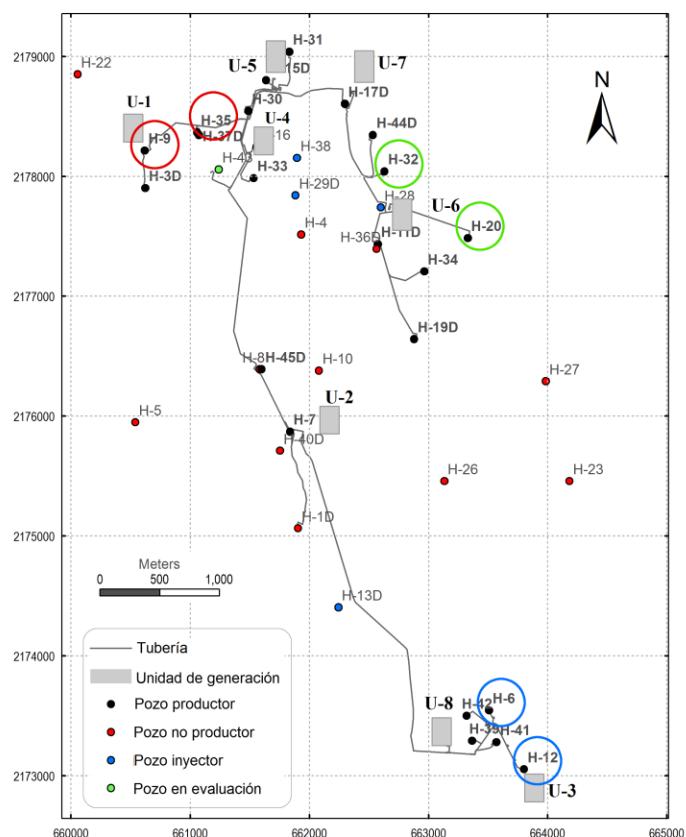


Figura 7. Localización de los pozos incluidos en el análisis de recuperación de energía con sistemas de separador-turboexpansor.

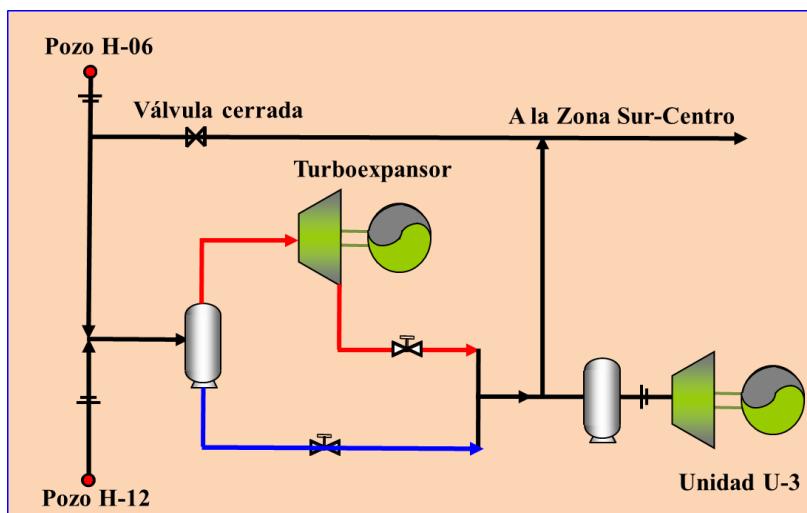


Figura 8. Diagrama esquemático propuesto para recuperación de energía usando un sistema de separador-turboexpansor en los pozos H-06 y H-12.

La Tabla 4 muestra la potencia bruta que podría obtenerse de cada par de pozos. La mayor potencia estimada (4.93 MWe) corresponde al grupo de pozos H-06/H-12, mientras que la potencia total para los tres grupos de pozos es de 10.62 MWe.

Grupo de pozos	Presión de cabezal con declinación en 5 años psig	Flujo de agua y vapor, t/h	Calidad del vapor, fracción	Vapor separado, t/h	Presión de línea, psig	Calidad de vapor después de expansión, fracción	Potencia bruta, MWe
H-06 & H-12	430	118.67	0.921	109.24	152	0.930	4.93
H-09 & H-35	270	85.54	0.928	79.35	145	0.960	2.15
H-20 & H-32	415	81.03	0.920	74.59	138	0.928	3.54
<b>TOTAL</b>		<b>285.24</b>		<b>263.18</b>			<b>10.62</b>

Tabla 4. Potencia bruta estimada para cada grupo de pozos empleando un sistema de separador-turboexpansor.

#### 4. Conclusiones

Los turboexpansores representan una atractiva alternativa para recuperar energía y generar electricidad adicional en corrientes de flujo de alta presión de pozos y redes de transporte de fluidos geotérmicos, que no se aprovechan actualmente. Las áreas con potencial significativo para uso de turboexpansores incluyen la caída de presión actualmente desperdiciada en la placa de orificio del cabezal de pozos productores, donde se reduce la presión desde su valor en el cabezal hasta la presión de separación o de línea para transporte del fluido producido, y las caídas de presión en algunos dispositivos de flujo tales como las válvulas de regulación de algunas tuberías de las redes de transporte de vapor. Los resultados del análisis de recuperación de energía con turboexpansores en el cabezal de 10 pozos del CGCP

muestran un potencial de 20.7 MWe y de 6.3 MWe de capacidad adicional instalable al sustituir la válvulas de regulación a la entrada de CP4, dando un total para este campo de 27 MWe, que equivale casi al 4% de la capacidad total instalada y a casi el 5% de la capacidad en operación actual (570 MWe). Para el CGLH se determinó un potencial de recuperación de energía de 10.6 MWe en el cabezal de seis pozos, lo cual representa un 26.5% de capacidad adicional instalable si se considera la capacidad instalada de 40 MWe en la fecha del estudio (2012). Una ventaja adicional de esta propuesta es que no se requiere extraer masa ni energía adicional del yacimiento (es decir, no se requerirían más pozos), ni se generaría contaminación adicional.

**Agradecimientos.** Este estudio es parte de dos proyectos realizados para la Comisión Federal de Electricidad por el Instituto de Investigaciones Eléctricas bajo los contratos CFE/I/SC/13391 (Cerro Prieto) y CFE/800569515/19 (Los Humeros). Se agradece a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermeléctricos, de los campos geotérmicos de Cerro Prieto y Los Humeros, y del Instituto de Investigaciones Eléctricas, por el permiso y apoyo para publicar este trabajo.

## Referencias

- Buchanan, T., W. Posten and S. Berryman, 2009. Repowering Steamboat 2 and 3 plants with new axial flow turbines. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 33, pp. 703-709.
- Buchanan, T. and L. Nickerson, 2011. Expansion and repowering of Mammoth geothermal resource: Selection of generation an expander technology. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 35, pp. 1281-1292.
- Cryostar, 2013. Clean energy generation. Portal de Cryostar, disponible en [www.cryostar.com](http://www.cryostar.com).
- García-Gutiérrez, A., J.I. Martínez-Estrella, O. Ovando-Castelar, I. Canchola-Félix, O. Mora-Pérez y S.A. Gutiérrez-Espericueta, 2012a. Improved energy utilization in the Cerro Prieto Geothermal Field fluid transportation network. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 36, pp. 1061-1066.
- García-Gutiérrez, A., J.I. Martínez-Estrella, O. Ovando-Castelar, R. Jiménez-Sánchez y H.E. Albarrán Hernández, 2012b. *Evaluación y optimización de la eficiencia del ciclo geotérmico de Los Humeros: Parte 1 - Sistema de producción y transporte de fluido*. Reporte IIE/11/14281/I 02/F/DC, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor. México, 215 pp.
- Hirsch, S., 2009. Small-scale use of geothermal power at Oserina Farms, Naivasha, Kenya. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 33, pp. 55-57.
- LAT, 2013. Portal de L.A. Turbine. Disponible en [www.laturbine.com/products/turboexpander](http://www.laturbine.com/products/turboexpander).
- Marcuccilli, F. and D. Thiolet, 2009. Optimizing binary cycles with radial inflow turbine. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 33, pp. 737-743.
- OC Turboexpanders, 2013. Turboexpander application. Disponible en: [www.octurboexpanders.com/turboexpander-applications](http://www.octurboexpanders.com/turboexpander-applications).

Vázquez-Sandoval, A., 2011. Situación actual y perspectivas de desarrollo en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla. *Memorias XIX Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana*, Los Humeros, Pue., Septiembre de 2011.